

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев  
подпись  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Анализ эффективности ремонтно-изоляционных работ на эксплуатационных  
скважинах Ванкорского нефтегазового месторождения

Руководитель \_\_\_\_\_ канд. физ.-мат. наук, проф. Б.Б. Квеско  
подпись, дата

Выпускник \_\_\_\_\_ В.В. Абрамович  
подпись, дата

Безопасность и экологичность \_\_\_\_\_ Е.В. Мусияченко  
подпись, дата

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ С.В. Коржова  
подпись, дата

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев  
подпись  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Абрамович Веронике Владимировне

Группа ГБ13-03 Направление (специальность) 21.03.01.02  
Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: «Анализ эффективности ремонтно-изоляционных работ на эксплуатационных скважинах Ванкорского нефтегазового месторождения»

Утверждена приказом по университету № 6477/с от 22.05.2017

Руководитель ВКР Б.Б. Квеско, кандидат физико-математических наук,  
профессор, кафедра РЭНГМ ИНиГ СФУ

Исходные данные для ВКР: Проектные документы, отчетные документы, методические руководства, руководящие документы, специальная литература, периодическая научно-техническая литература по нефтегазовому профилю.

Перечень разделов ВКР:

1. Введение
2. Геолого-физическая характеристика месторождения
3. Сведения о разработке месторождения
4. Методы и анализ ремонтно-изоляционных работ
5. Безопасность и экологичность проекта

Руководитель ВКР  
подпись

\_\_\_\_\_

Б.Б. Квеско

Задание принял к исполнению  
подпись

\_\_\_\_\_

В.В. Абрамович

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа «Анализ эффективности ремонтно-изоляционных работ на эксплуатационных скважинах Ванкорского нефтегазового месторождения», 67 страниц, 15 рисунков, 22 таблицы, 30 источников.

НЕФТЬ, ВАНКОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ, РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ, ОБВОДНЕННОСТЬ, ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ КОЛОННА, НЕФТЕОТДАЧА, ПАКЕР, ЗАКОЛОННЫЕ ПЕРЕТОКИ.

В данной дипломной работе рассматривается Ванкорское месторождение, право пользования недрами Ванкорского лицензионного участка принадлежит ЗАО «Ванкорнефть». В первой части работы рассматриваются общие сведения о месторождении, краткая геолого-физическая характеристика продуктивных пластов и физико-химическая характеристика пластового флюида.

Во второй части проводится анализ разработки месторождения, включающий в себя текущее состояние разработки, характеристику фонда скважин. В специальной части рассмотрены системы ведения ремонтно-изоляционных работ в скважинах с повышенной обводненностью. Проведен анализ методов ремонтно-изоляционных работ по ограничению водопритока и увеличению продуктивности скважин.

Завершается дипломная работа главой «Безопасность и экологичность».

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel; рисунки - графические программы Adobe Photoshop и Microsoft PowerPoint. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

# СОДЕРЖАНИЕ

Оглавление	
Введение .....	5
1 Геологическая часть.....	6
1.1 Общие сведения о месторождении.....	6
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения .....	9
1.2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза .....	9
1.2.2 Тектоника и общий структурный план .....	12
1.2.3 Нефтегазоносность.....	12
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов.....	13
1.4 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов.....	17
1.5 Запасы нефти и газа пластов .....	19
2 Сведения о разработке месторождения .....	19
2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения .....	19
2.2 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения .....	22
2.3 Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения .....	23
2.3.1 Объект Дл-I-III.....	23
2.3.2 Объект Як-III-VII.....	24
2.3.3 Объект Нх-I .....	26
2.3.4 Объект Нх-III-IV .....	27
2.4 Характеристика фонда скважин.....	29
2.5 Анализ технологических показателей разработки и выполнение проектных показателей .....	30
2.6 Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти .....	33
2.7 Анализ выработки запасов нефти .....	34
3 Специальная часть .....	38
3.1 Анализ существующих систем ограничения водопритока в скважину .....	38
3.2 Суть и способы изоляции зон в скважине.....	40
3.2.1 Подготовительные работы.....	43
3.2.2 Подготовка НКТ перед спуском под проведение ремонтно-изоляционных работ.....	45
3.2.3 Технология проведения ремонтно-изоляционных работ.....	46
3.2.4 Технические средства и оборудование, применяемые при РИР и их краткие технические характеристики.....	47
3.2.5 Заключительные работы.....	49
3.3 Ликвидация водопритока и установка водоизолирующего экрана в отдельных частях пласта.....	49
3.4 Ликвидация заколонных перетоков из верхних и нижних пластов и установка водоизолирующего экрана в подошвенной части пласта .....	51
3.5 Ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны с установкой блокад-экрана.....	53

4 Безопасность и экологичность .....	56
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	56
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ .....	57
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования .....	58
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса .....	59
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	61
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях .....	62
4.7 Экологичность проекта .....	63
Заключение .....	64
Список сокращений .....	65
Список использованных источников.....	66

## ВВЕДЕНИЕ

Отличительной особенностью процесса разработки нефтяных месторождений с искусственным заводнением является прогрессирующее обводнение скважин по мере выработки извлекаемых запасов.

На характер обводнения добываемой продукции оказывает влияние множество факторов, связанных, с одной стороны, с геологическим строением и коллекторскими свойствами пласта, физико-химическими свойствами нефти и вытесняющей жидкости, с другой – с применяемой системой размещения скважин, технологией их строительства, режимами эксплуатации. В условиях роста депрессий большое число скважин обводняется из-за прорыва вод по отдельным высокопроницаемым пропласткам эксплуатируемого объекта, нарушения герметичности заколонного пространства, а также из-за подтягивания конусов подошвенной воды. Кроме того, многие залежи нефти приурочены к водонефтяным зонам, где скважины с первых же дней эксплуатации начинают давать обводнённую продукцию. Преждевременное обводнение скважин уменьшает конечную нефтеотдачу и вызывает большие непроизводительные затраты на добычу, транспортирование попутной воды и на борьбу с коррозией промыслового оборудования. Среди мероприятий, направленных на увеличение добычи нефти и газового конденсата, немаловажная роль отводится ремонтно-изоляционным работам (РИР) в скважинах.

Ремонтно-изоляционные работы (РИР) - работы по перекрытию путей проникновения вод в эксплуатационный объект скважины и отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов. Эти работы - одно из основных средств по увеличению степени извлечения нефти из пласта.

## 1 Геологическая часть

### 1.1 Общие сведения о месторождении

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на территории Туруханского и Дудинского районов Таймырского муниципального района Красноярского края. Районные центры п. Туруханск находится в 300 км к юго-западу от месторождения, г. Дудинка – в 140 км на северо-восток. В этом же направлении в 200 км расположен г. Норильск.

Территориально расположено в пределах трех лицензионных участков: Ванкорского, Северо-Ванкорского и Восточно-Лодочного. Южная часть Ванкорского месторождения (Ванкорский ЛУ и Восточно-Лодочный) расположена в Туруханском районе Красноярского края, северная часть (Северо-Ванкорский ЛУ) расположена на территории Таймырского муниципального района (см. рисунок 1).



Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Площадь месторождения составляет 447 кв. км.

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. В 140 км на юго-восток от месторождения



расположен г. Игарка, в котором расположены крупный речной порт и аэропорт, способный принимать тяжёлые самолёты.

Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путём по р. Енисей. Общая протяжённость водной магистрали Красноярск-Игарка по р. Енисей составляет 1747 км. На площадь Ванкорского месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после промерзания болот, когда начинают функционировать временные зимние дороги («зимники»). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км.

Наиболее экономически привлекательным способом доставки больших партий груза (общим объёмом до 35 тыс.т) в район Ванкорского месторождения является экспедиционный завоз караваном судов Енисейского пароходства по р. Большая Хета непосредственно до опорной базы промысла (430 км от устья). Это вариант предполагает минимальное количество промежуточных погрузочно-разгрузочных операций и минимальные сроки доставки. Вместе с тем, навигация по р. Большая Хета возможна только мелкосидящим флотом (баржи до 1000 т) и только в июне. В связи с этим большое значение приобретает общая согласованность и четкость всей транспортной схемы: своевременное накопление грузов в зимний период на площадках портов, причалы которых не заливаются паводком в весенний период (Лесосибирский порт, Красноярский порт), формирование и отправка мощного каравана судов, выгрузка в сжатые сроки на причалах Заказчика (Ванкор, Сузун). Причал и база ЗАО «Ванкорнефть» Прилуки расположена на левом берегу р. Енисей, в 12 км ниже порта Игарка. Прилуки служат основной перевалочной базой для доставки крупногабаритных и тяжеловесных грузов, предназначенных для строительства опорной базы промысла Ванкорского месторождения.

Железнодорожного сообщения в рассматриваемом районе нет, снабжение железнодорожным транспортом возможно, либо до г. Красноярск, либо через транспортную сеть Западной Сибири до ст. Пурпэ и Коротчаево и далее, либо водным транспортом, либо по зимней дороге.

Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации: Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинское, расположены в 160-180 км на северо-запад от Ванкорского. Указанные месторождения связаны газопроводом с г. Норильск и конденсатопроводом с г. Дудинка, где имеется цех по переработке конденсата. В 200 км к юго-западу от Ванкорского месторождения находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаз».

Транспорт нефти осуществляется по нефтепроводу диаметром 820 мм Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе». Нефтепровод рассчитан на прокачку объёмов УВ 25 млн.т/год. Общая протяжённость трассы составляет 543 км (556,5 км по оси трубопровода с учётом компенсаторов).

Эксплуатационное бурение на лицензионном участке ведётся с 2006 г. в соответствии с «Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра от 01.06.2006г. №3662). В данный момент действующим технологическим документом является «Дополнение к

технологической схеме разработки Ванкорского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра №5462 от 15.11.2012г.).

В районе расположения Ванкорского НГКМ развитая централизованная система энергоснабжения отсутствует. Ближайшая ВЛ 110 кВ ЕНЭС в районе Ванкорского НГКМ, расположена в 140 км на восток. Энергоснабжение объектов Ванкорского НГКМ осуществляется от собственного автономного энергоисточника.

В качестве источника энергоснабжения Ванкорского НГКМ на ЦПС предусмотрена ГТЭС, установленной электрической мощностью 206,4 МВт (располагаемой электрической мощностью 154,8 МВт), с газотурбинными установками единичной мощностью 25,8 МВт. В составе ГТЭС предусмотрено шесть рабочих и два резервных газотурбинных агрегата. Электроснабжение объектов Ванкорского НГКМ от ГТЭС предусмотрено по ВЛ 10 кВ, 35 кВ, на площадочных объектах-потребителях электроэнергии предусмотрены понижающие подстанции.

Основным источником теплоснабжения объектов Ванкорского НГКМ является ГТЭС, в составе которой предусмотрены котлы-утилизаторы (шесть рабочих и два резервных), единичной тепловой мощностью – 33,0 МВт. Также для отопления части объектов Ванкорского НГКМ предусмотрены газовые котельные.

Район относится к слабо населённым с плотностью населения менее 1 человека на кв.км.

На территории Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, полезных ископаемых, кроме нефти, конденсата и газа, не обнаружено.

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август - сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой – южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя – 0,5-1,0 м.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р. Лодочная и др.). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных (водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25-30 дней от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющейся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км восточнее месторождения. Ширина реки Б. Хета в устье достигает 500 м, в районе месторождения – 200 м. Река Лодочная не судоходна, шириной около 50 м, глубиной 0,3-2,0 м. Ледоход начинается с верховьев реки в середине апреля и заканчивается в середине июня. В это же время заканчивается ледоход и на р.

Енисей (п. Игарка, 5-8 июня, Дудинка – 20-25 июня). Ледостав начинается в первых числах октября, продолжительность навигации 130 суток.

## **1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения**

### **1.2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза**

В геологическом строении Ванкорского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста. Сведения о строении более древних отложений носят гипотетический характер (геофизические исследования и аналогии с соседними территориями). Скважинами Ванкорского месторождения вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. Причем, юрские отложения вскрыты не в полном объеме, в самой глубокой скважине забой находится в вымских отложениях средней юры. Меловая система (Нижний мел - K1).

Нижнехетская свита ( $K_{1nch}$ ). Отложения свиты залегают согласно на отложениях верхней юры. Свита представлена преимущественно алевролитами и аргиллитами, неравномерно известковистыми. Для отложений характерны сложные виды кривой слоистости, обусловленной совместным воздействием волн и течений.

Толщина свиты составляет 454 м.

Суходудинская свита ( $K_{1sd}$ ) залегает на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-алевритовыми породами. Мощность отдельных песчаных пластов достигает 60 м. Глинистые пачки мощностью до 40 м, сложены тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов.

Песчаники и алевролиты преимущественно хорошей сортировки, аркозовые, цементируются слюдисто-глинисто-каолинитовым и карбонатным материалом, содержание которого меняется. Глинистая часть состоит из гидрослюды, хлорита, смешанослойных, каолинита.

Толщина отложений достигает 601 м.

Сводный разрез приведен на рисунке 2.

Малохетская свита ( $K_{1mch}$ ) залегает на суходудинской свите. Разрез свиты представлен преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями глинисто-алевритовых пород, содержащими линзы и прослои известковых разностей пород, включения обугленных растительных остатков и обломков углей.

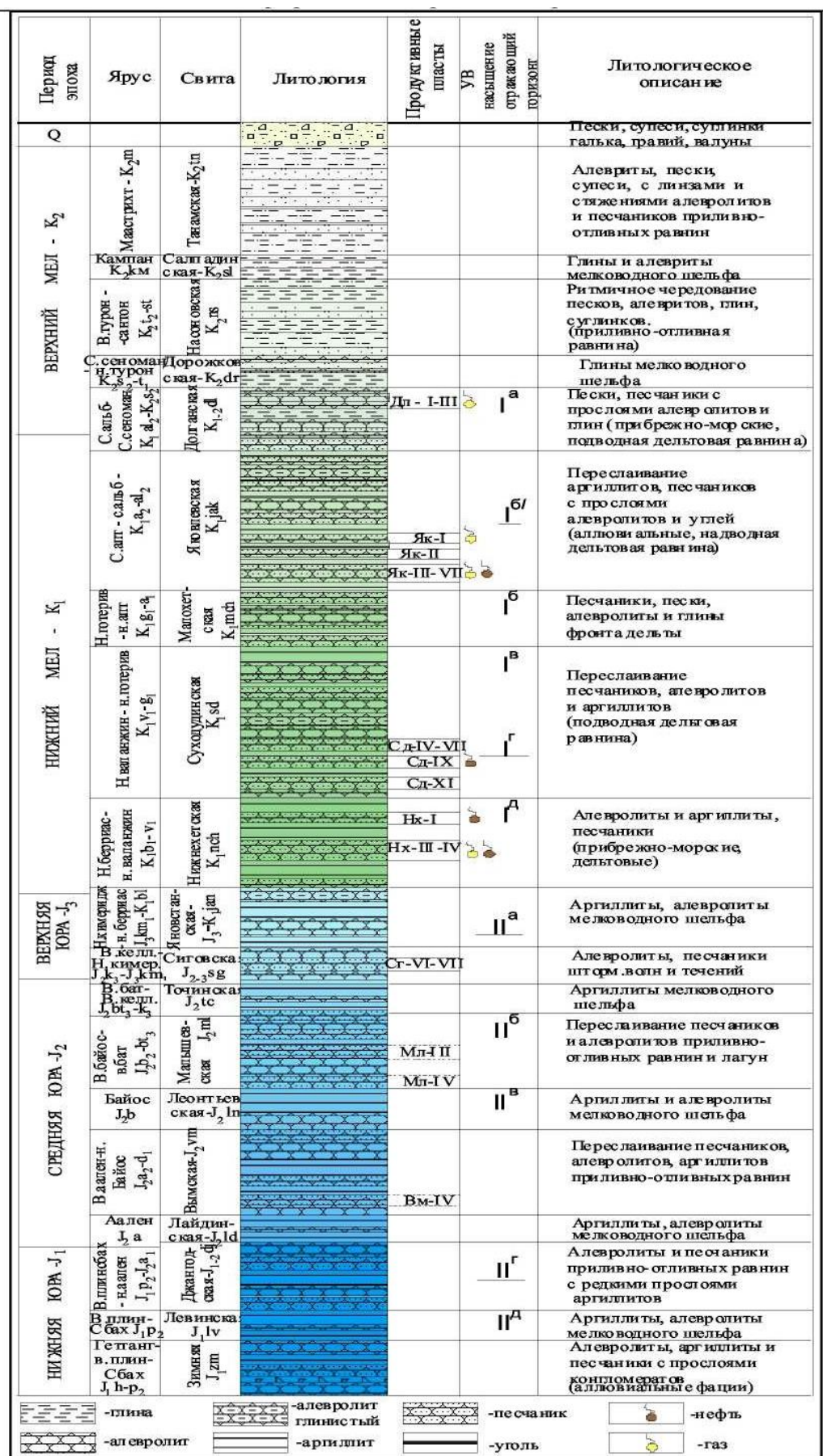


Рисунок 2 – Сводный литолого-стратиграфический разрез юрских и меловых отложений Ванкорского месторождения

Толщина свиты меняется от 145 м до 200 м.

Яковлевская свита ( $K_{1jak}$ ) залегает на отложениях малохетской свиты. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин - аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослой углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. Слоистость пород тонкая, косая, горизонтальная, перекрестная, линзовидная, обусловленная наличием прослоев углистого и слюдистого материала. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2-4 м, выделяемых внутри глинисто-алевритовых пачек.

Толщина яковлевской свиты изменяется от 561 м до 652 м.

Нижний-верхний отделы -  $K_{1-2}$

Долганская свита ( $K_{1-2dl}$ ) залегает на отложениях яковлевской толщи. Представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками и песками, с прослоями буровато-серых алевролитов и аргиллитов, с включением растительных остатков.

Пески и песчаники мелко-среднезернистые часто алевролитистые, от рыхлых до уплотненных, слюдистые, прослоями каолинизированные, кварц-полевошпатового состава.

Толщина свиты составляет 233-271 м.

Верхний отдел -  $K_2$

Представлен отложениями дорожковской, насоновской, салпадинской и танамской свит.

Дорожковская свита ( $K_{2dr}$ ) залегает на отложениях долганской свиты. Сложена глинами, алевролитами мелководного шельфа серого и темно-серого цвета, реже черного и буровато-зеленого, содержащими конкреции и тонкие прослой известковых песчаников и углистого алевролитового материала.

Толщина свиты 104-115 м.

Насоновская свита ( $K_{2ns}$ ) залегает на подстилающих отложениях дорожковской свиты. Сложена алевролитами, песками, глинами приливо-отливных равнин, содержащими линзы и прослой известняков, глинистого сидерита, встречаются обломки углей.

Толщина свиты 312-340 м.

Салпадинская свита ( $K_{2sl}$ ) залегает на породах насоновской свиты. Представлена алевролитами и глинами мелководного шельфа серого и зеленовато-серого цвета с конкрециями пирита, окатанных галек кремней, осадочных и магматических пород.

Толщина свиты 45-64 м.

Танамская свита ( $K_{2tn}$ ) залегает на салпадинской свите. Представлена песками, супесями, суглинками приливо-отливных равнин от светло-серого до почти белого цвета с прослоями глин, с линзами крупнозернистого песка, гравия, с редкой галькой и конкрециями железистых сидеритов.

Сохранившаяся толщина свиты не превышает 457 м.

### 1.2.2 Тектоника и общий структурный план

Ванкорское месторождение находится в пределах Надым-Тазовской синеклизы. В данных пределах выделяются Сузунское и Лодочное поднятия.

Ванкорское поднятие вытянуто с юга на север.

По кровле долганской свиты поднятие замыкается изогипсой - 1000 м, имеет длину 38 км, и ширину 11-13,8 км. Высота поднятия 80 м, площадь 443 км<sup>2</sup>. Южный купол поднятия оконтуривается изогипсой -950 м, имеет высоту 30 м и площадь 61,3 км<sup>2</sup>. Северный купол по этому уровню не сформирован.

По кровле нижнеяковлевской подсвиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -1650 м, имеет длину 30,8 км и ширину 11,2-12,2 км. Высота поднятия 90 м, площадь 321,3 км<sup>2</sup>. Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -1590 м. Южный купол имеет высоту 20 м и площадь 30,5 км<sup>2</sup>. Северная часть разделена на два малоамплитудных купола мощностью менее 10 м и площадью 14,8 км<sup>2</sup>.

В нижней части суходудинской свиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2380 м, имеет длину 26,1 км и ширину 5,3-7,6 км. Высота поднятия 60 м, площадь 144,6 км<sup>2</sup>. Южный купол замыкается изогипсой -2360 м. Южный купол имеет высоту 40 м и площадь 65,2 км<sup>2</sup>. Северный купол по этому уровню не сформирован.

По кровле нижнехетской свиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2660 м, имеет длину 32,2 км и ширину 14,6 – 13,6 км. Высота поднятия 110 м, площадь 373 км<sup>2</sup>. Южный купол замыкается изогипсой -2600 м. Южный купол имеет высоту 50 м и площадь 68,4 км<sup>2</sup>. Северный купол по этому уровню не сформирован.

По средней части нижнехетской свиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2760 м, имеет длину 30,8 км и ширину 12,7-331,2 км<sup>2</sup>. Южный купол замыкается изогипсой -2700 м. Южный купол имеет высоту 40 м и площадь 56,4 км<sup>2</sup>. Северный купол по этому уровню не сформирован.

Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя – 0,5-1,0 м.

### 1.2.3 Нефтегазоносность

Нефтегазопродуктивность Ванкорского месторождения связана с долганским, яковлевским, суходудинским и нижнехетским уровнями. Месторождение является многозалежным, на Государственном балансе на 01.01.2008 г. числятся три газовые залежи – Дл-I-III, Як-I и Як-II, приуроченные к долганской и яковлевской свитам, две нефтяные залежи – Сд-IX и НХ-I, приуроченные к суходудинской и нижнехетской свитам, газонефтяная залежь – Як-III-VII и нефтегазоконденсатная залежь НХ-III-IV, приуроченные к яковлевской и нижнехетской свитам.

Общая характеристика продуктивных залежей и статистические показатели неоднородности приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика продуктивных залежей Ванкорского месторождения

Параметры	Объекты разработки						
	Дл-I- III	Як-I	Як-II	Як-III- VII	Сд-IX	НХ-I	НХ-III-IV
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	1100	647	659	1671	400	2670	2786
Тип залежи	Пластовый, сводовый литологически - экранированный			Массивный, сводовый		Пластовый, сводовый литологически- экранированный	Пластовый, сводовый
Тип коллектора	Терригенный						
Средняя общая толщина, м	29	10	0	82	1	21	62
Средняя газонасыщенная толщина, м	11,2	2,9	1,4	5,9	-	-	16,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-	-	-	19,1	5,3	6,3	17,3
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	6,5	6,0	8,5	28,5	5,2	2,9	11,0
Коэффициент пористости, доли ед.	0,26	0,27	0,25	0,27	0,20	0,20	0,20
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	-	-	-	-	-	0,48	-
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ / ВНГЗ, доли ед.	-	-	-	0,59/ 0,66	0,60	0,30	0,51 / 0,59
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	-	-	-	0,61	0,60	0,46	0,53
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	250	51	26	480	40	20	240

### 1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Определение физико-гидродинамических характеристик пород пластов Як-I, Як-II, Як-III-VII, Сд-IX, Нх-I и Нх-III-IV Ванкорского месторождения проводилось по данным исследований, выполненных в лабораториях ООО НК «Роснефть-НТЦ», ООО «РН-УфаниПИнефть», ОАО «ТомскНИПИнефть».

Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов изучались по следующим направлениям:

- характеристики вытеснения нефти водой;
- характеристики вытеснения нефти газом.

Эксперименты по вытеснению нефти водой проводились на линейных моделях пластов яковлевской свиты, сформированных керновым материалом, отобранным из скважин Ванкорского месторождения, в условиях, приближенных к пластовым. Объектом испытания является составной образец породы в виде цилиндров диаметром 27,6-39,4 мм и длиной 21-60 мм, приготовленный из керна изучаемого пласта. Для определения коэффициента вытеснения применяется составной образец породы общей длиной не менее 150 мм. В пределах составного образца различие проницаемости отдельных элементов не должно превышать 50% от среднего значения. Компоновка составного образца происходит таким образом, чтобы по направлению вытеснения нефти каждый последующий образец имел меньшую проницаемость.

При определениях используются модели пластовой нефти и воды. Модель нефти готовится из безводной дегазированной нефти добавлением керосина, очищенного от асфальта-смолистых соединений, петролейного эфира, количество которого определяется экспериментально, но не должно превышать 30%. Модель пластовой воды готовилась на основе водного раствора NaCl.

Система «нефть-вода».

Лабораторными исследованиями при вытеснении нефти водой охвачены породы всех пластов (Як-I, Як-II, Як-III-VII, Сд-IX, Нх-I и Нх-III-IV). Привлечённые к исследованиям образцы керна охватывают реальные, соответствующие продуктивным пластам месторождения значения пористости, проницаемости, начальной нефтенасыщенности. Диапазон изменения, средние значения, кол-во определений пористости, проницаемости, начальной и остаточной нефтенасыщенности представлены ниже (см. таблицы 2,3, рисунок 3).

Таблица 2 – Диапазон изменения физико-гидродинамических характеристик пород пластов Яковлевской свиты Ванкорского месторождения при вытеснении нефти водой

Пласты Як-III, Як-III-VII				
Параметр	Минимальное значение	Максимальное значение	Среднее значение	Количество определений
Пористость, д.е.	0,236	0,316	0,283	37
Проницаемость, мД	77	3090	526	37
Начальная нефтенасыщенность, д.е.	0,651	0,852	0,739	37
Остаточная нефтенасыщенность, д.е.	0,203	0,342	0,303	37



Лабораторные исследования вытеснения нефти проводились по керновому материалу пластов Як-I-Як-III-VII, Сд- IX, Нх-I-Нх-III-IV, Ванкорского месторождения на 471 образцу, отобранному из 14 скважин.

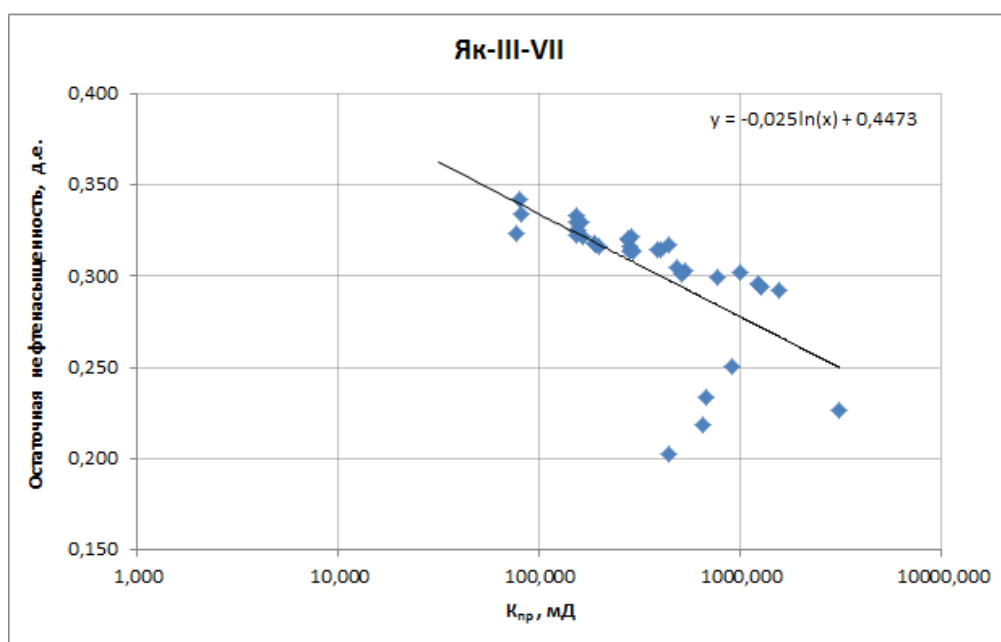


Рисунок 3 - Зависимость остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти водой от проницаемости для пластов, Як-III-VII (Север), Як-III-VII (Юг).

Таблица 3 - Сравнение результатов анализа образцов керна вытеснением нефти водой

	Начальная нефтенасыщенность	Остаточная нефтенасыщенность	Коэффициент вытеснения
Як-III	0,55	0,311	0,435
Як-III-VII (Юг)	0,62	0,293	0,528
Як-III-VII (Север)	0,53	0,297	0,439

Для расчета остаточных нефтенасыщенностей были использованы значения средней абсолютной проницаемостей каждого пласта. Разделение проницаемостей по северной и южной части пласта Як-III-VII было произведено по геологической модели.

#### Система «нефть-газ»

Лабораторными исследованиями при вытеснении нефти газом охвачены породы пластов: Як-III-VII, Сд-IX, Нх-I и Нх-III-IV. Исследования выполнены в лабораториях ООО «НК «Роснефть-НТЦ», ОАО «ТомскНИПИнефть». Полученные результаты представительны и дают надёжную информацию о характере вытеснения нефти газом. Привлечённые к исследованиям керны охватывают реальные, соответствующие продуктивным пластам месторождения, значения пористости, проницаемости, начальной нефтенасыщенности.

Диапазон изменения, средние значения, количество определений

пористости, проницаемости, начальной и остаточной нефтенасыщенности представлены ниже в таблице 4.

Таблица 4 - Диапазон изменения физико-гидродинамических характеристик пород пластов Яковлевской свиты Ванкорского месторождения при вытеснении нефти газом

Пласты Як-III, Як-III-VII				
Параметр	Минимальное значение	Максимальное значение	Среднее значение	Количество определений
Пористость, д.е.	0,197	0,300	0,278	20
Проницаемость, мД	120	613	295	20
Начальная нефтенасыщенность, д.е.	0,67	0,766	0,724	20
Остаточная нефтенасыщенность, д.е.	0,418	0,459	0,441	20

Коэффициент вытеснения нефти газом был рассчитан для пластов Як-III, Як-III-VII (Север), Як-III-VII (Юг) из начальной нефтенасыщенности по ГИС и зависимости  $K_{но} = f(K_{прон})$ . Зависимости  $K_{но} = f(K_{прон})$  по объектам приведены на рисунке 4.

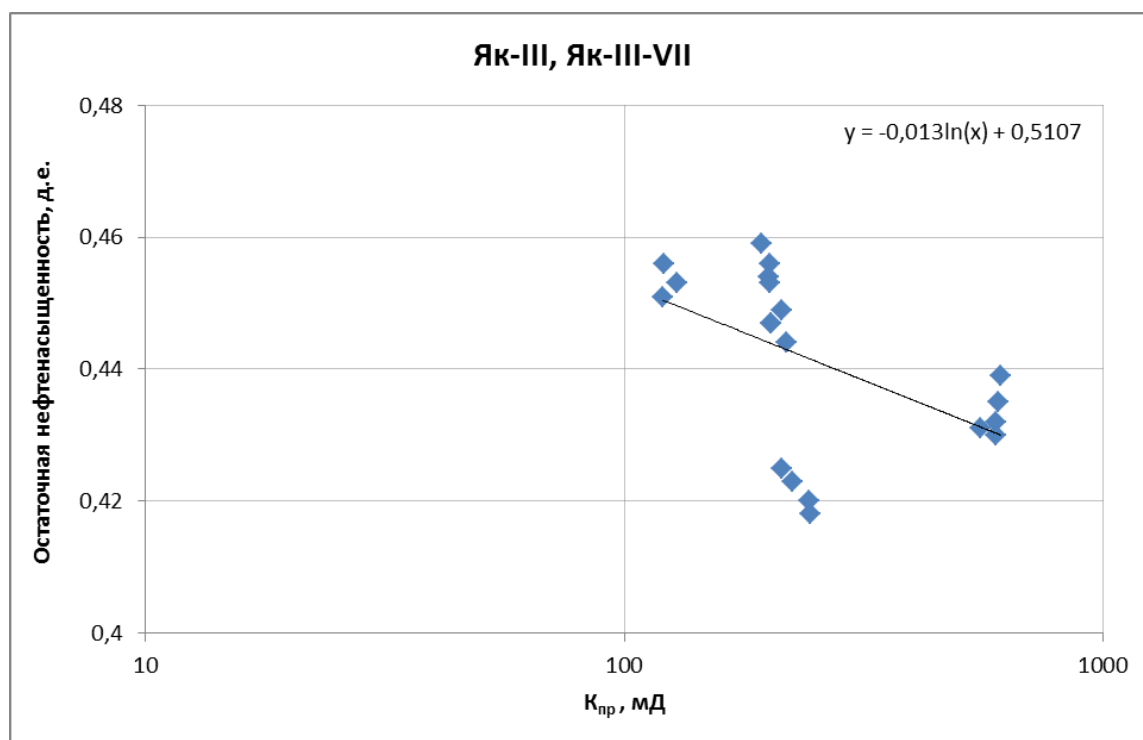


Рисунок 4 - Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости при вытеснении нефти газом  $K_{но} = f(K_{прон})$  для пластов Як-III, Як-III-VII

Высокие значения остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти газом обусловлены наличием несмешивающегося вытеснения, т.к. давление эксперимента существенно ниже давления смещения используемых в

экспериментах газах. Для расчета остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти газом были использованы значения средней проницаемости. Полученные значения и коэффициенты вытеснения представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Сравнение результатов анализа образцов керна вытеснением нефти газом

Пласт/участок пласта	Начальная нефтенасыщенность, д.ед.	Остаточная нефтенасыщенность, д.ед.	Коэффициент вытеснения, д.ед.
Як-III	0,55	0,441	0,199
Як-III-VII (Юг)	0,62	0,432	0,304
Як-III-VII (С)	0,53	0,434	0,181

Из таблицы видно, что остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти газом на пластах Як-III, Як-III-VII (Юг), Як-III-VII (Север) отличается от начальной нефтенасыщенности в пласте на небольшую величину, что приводит к низким коэффициентам вытеснения нефти газом.

#### 1.4 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов

Физико-химические свойства пластовых флюидов определялись на основе отбора и анализа глубинных и поверхностных проб. Пробы отбирались при испытании пластов Нх-I, Нх-III-IV и Як-III-VII, Сд-IX. Свойства пластовой нефти по глубинным пробам представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Свойства пластовой нефти

Наименование	Продуктивные пласты			
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV	Сд-IX
Давление насыщения газом, МПа	15,9	25,4	27,1	3,5
Газосодержание при дифференциальном разгазировании				
м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	58,3	186,7	188,8	-
м <sup>3</sup> /т	61,6	202,0	211,0	-
Объемный коэффициент при Р <sub>пл</sub> и t <sub>пл</sub>				
-однократное разгазирование, доли ед.	1,121	1,44	1,48	1,39
-дифференциальное разгазирование, доли ед.	1,120	1,42	1,46	1,37
Плотность пластовой нефти при Р <sub>пл</sub> и t <sub>пл</sub> , г/см <sup>3</sup>				
-однократное разгазирование	-	-	-	-
-дифференциальное разгазирование	0,850	0,692	0,687	0,724
Плотность нефти в поверхностных условиях	0,902	0,826	0,847	0,868
Плотность газа при 20 <sup>0</sup> С, г/см <sup>3</sup>	0,71	0,84	0,87	-
Вязкость пластовой нефти при Р <sub>пл</sub> и t <sub>пл</sub> , мПа*с	8,9	0,7	0,7	1,063

Пласты Дл-I-III охарактеризованы только шестью пробами свободного газа, отобранными на устье. Газ по своему составу относится к сухим,

содержание метана составляет 91,3-98,6% (при среднем значении 95,4%), 3,5% от объема газа занимает азот. Содержание тяжелых углеводородов не превышает 1%. Плотность свободного газа, в среднем, равна 0,83 кг/м<sup>3</sup>. Коэффициент сверхсжимаемости равен 0,842.

По результатам хроматографического анализа в компонентных составах жидкой и газовой фаз пластовой и разгазированной нефтей сероводород отсутствует. Нефтяной газ сухой. Коэффициент жирности составляет 3,2%. Молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта Як-III-VII равна 94,2%. Молекулярная масса пластовой нефти составляет 192,2 г/моль. По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов Як-III-VII относится к тяжелым (902,3 кг/м<sup>3</sup>). Вязкость нефти в пластовых равна 8,9 мПа·с.. Нефть пластов характеризуется как малосернистая, малопарафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов от 0,1% до 0,7%, с выходом фракций до 350°C от 38 до 77% объемных. Технологический шифр нефти – IT2П1.

По пласту Сд-IX отобрана всего одна поверхностная проба. Основные физико-химические свойства пластовой нефти были определены расчетным способом - с помощью программы FLPROP. По плотности (при однократном разгазировании) нефть относится к средним (867 кг/м<sup>3</sup>). Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 1,0 мПа·с, что позволяет отнести ее к маловязким. Нефть пласта Сд-IX характеризуются как малосернистая, парафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов около 0,06%, с выходом фракций более 300°C – 67%. Температура начала кипения нефти 117 °C. Плотность поверхностной нефти в пробе составляет 867 кг/м<sup>3</sup>. Технологический шифр нефти - IT1П2.

По результатам хроматографического анализа в пластовой нефти сероводород отсутствует. Нефтяной газ жирный. Коэффициент жирности изменяется в пределах от 9,8% (НХ-I) до 17,7% (НХ-III-IV). Газ, выделяющийся при однократном разгазировании нефти пласта НХ-I, более обогащен тяжелыми углеводородами (C<sub>6</sub>+/- 1,45%), чем газ пласта НХ-III-IV; молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта НХ-III-IV ниже (82,1%), чем в НХ-I (90,1%). Молекулярная масса пластовой нефти изменяется в диапазоне от 101,2 (НХ-III-IV) до 108,3 г/моль (НХ-I). По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов группы НХ легкая (828,1 – 839,2 кг/м<sup>3</sup>). Вязкость нефти в пластовых условиях равна 0,7 мПа·с. Соответственно, нефть пластов группы НХ относится к маловязким. Нефти пластов группы НХ характеризуются как малосернистые, парафинистые, малосмолистые, с содержанием асфальтенов от 0,2 (пласт НХ-III-IV) до 0,3% (пласт НХ-I), с выходом фракций до 350 °C от 56,3 (пласт НХ-III-IV) до 60% объемных (пласт НХ-I). Характеристика свободного газа представлена по трем пробам, отобранным на устье, для пластов НХ-III-IV. Газ относится к сухим – среднее содержание метана 94,5%, и характеризуется низким содержанием тяжелых гомологов метана. Этана, в среднем, содержится 0,2%.

Пластовая, попутно добываемая вода среднеминерализованная, жесткая, соленая, относится к хлоридно-кальциевому типу. При закачке в пласт через

систему ППД необходима дополнительная подготовка пресной воды добываемой из озер и поверхностных вод для уменьшения эффекта несовместимости вод и как следствие выпадения солей в пласте.

## 1.5 Запасы нефти и газа пластов

Ванкорское месторождение является крупнейшим новым месторождением России. По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. Балансовые запасы на конец 2014 года составляли 1 090 772 тыс. т., извлекаемые 476 011 тыс. т., что видно из таблицы 7.

Таблица 7 – Геологические запасы Ванкорского месторождения

	Возраст продуктивной толщи / пласт	Начальные запасы (A+B+C <sub>1</sub> )		Добыча нефти		% выработки запасов нефти (НИЗ)	Остаточные извлекаемые запасы нефти (A+B+C <sub>1</sub> ) тыс. т.	Запасы нефти кат.С <sub>2</sub> (извл.) тыс. т.
		Балансовые тыс. т.	Извлекаемые тыс. т.	За 2012 г. тыс. т.	С начала разработки тыс. т.			
Ванкорское месторождение	K <sub>1</sub> / Як 1							1 880
	K <sub>1</sub> / Як 2							4 284
	K <sub>1</sub> / Як 3-7	621 559	287 160	2 314	43 784	14,58	243 376	13 085
	K <sub>1</sub> / Сд 9	5 349	1 728		5	0,21	1 723	579
	K <sub>1</sub> / Нх 1	129 557	48 067	1 284	4 037	8,12	44 030	1 675
	K <sub>1</sub> / Нх 3-4	334 307	139 056	4 713	17 806	12,58	121 250	2 441
		1090772	476 011	8 311	55 632	13,13	379410	23 044

## 2 Сведения о разработке месторождения

### 2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения

Основные проектные решения в части разработки утверждены в Технологической схеме 2006 г. В проектном документе было выделено три объекта разработки - Як-II-VII (газонефтяная залежь), Нх-III-IV (нефтегазоконденсатная залежь), Нх-I (нефтяная залежь). По эксплуатационному объекту Як-II-VII принята самостоятельная блочно-квадратная система размещения горизонтальных скважин с расстоянием между скважинами и длиной горизонтального ствола 1000 м, по объектам Нх-I и Нх-III-IV принята самостоятельная однорядная треугольная система размещения горизонтальных скважин с длиной ствола и расстоянием между скважинами 1000 м, предлагалась совместно-раздельная эксплуатация пластов Нх-I и Нх-III-IV, фонд скважин за весь период разработки – 250 ед, в т.ч. горизонтальных

добывающих – 137 ед., нагнетательных – 73 ед., газонагнетательных – 9 ед., водозаборных – 31 ед.

В 2009 г. принят действующий проектный документ «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения», выполненный ООО «РН-УфаниПИНефть» и уточняющий технологические решения и уровни добычи УВ (протокол №4540 ЦКР Роснедра от 19.03.2009).

Целью «Дополнения к технологической схеме разработки» являлась разработка Программы исследований добывных возможностей скважин в период до начала промышленной разработки, а также комплексных гидродинамических исследований для получения новой информации о коллекторских и физических свойствах пластов и пластовых флюидов.

Основные проектные решения протокола ЦКР Роснедра №4540 от 19.03.2009г.:

Выделение шести эксплуатационных объектов: двух нефтяных: Сд-IX и Нх-I, газонефтяного Як-III-VII, нефтегазоконденсатного Нх-III-IV, двух газовых: Дл-I-III и Як-I-II. Разработка нефтяных объектов с поддержанием пластового давления; газовых объектов на естественном режиме.

Основные технологические показатели, максимальные проектные уровни:

- добычи нефти – 25208,5 тыс.т. (2017 г.);
- добычи газового конденсата – 322,1 тыс.т. (2015 г.);
- добычи жидкости – 54291,3 тыс.т. (2031 г.);
- закачки воды – 61720,0 тыс.м<sup>3</sup> (2020 г.);
- добычи свободного газа – 4121,34 млн.м<sup>3</sup> (2023 г.);
- добычи растворённого газа – 6897,0 млн.м<sup>3</sup> (2013 г.);
- использования растворённого газа – не менее 98% (2012 г.).

Системы размещения скважин: объект Сд-IX – радиальная схема размещения горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 1000 м); объект Нх-I – однорядная схема размещения горизонтальных скважин с расстоянием между скважинами и длиной горизонтального участка 1000 м; объект Як-III-VII – блочно-квадратная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м; объект Нх-III-IV – однорядная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка 1000 м; объект Дл-I-III – избирательная схема размещения скважин; объект Як-I-II – избирательная схема размещения скважин.

Общий фонд скважин – 557, в т.ч. добывающих 261 (из них горизонтальных – 252, 9 вертикальных, вводимых из консервации), нагнетательных – 174 (из них горизонтальных – 62, наклонно-направленных нагнетательных – 112), газовых – 21, газонагнетательных – 6, водозаборных – 76, наблюдательных – 10. Бурение 169 боковых стволов. Накопленная добыча нефти – 520 147 тыс.т.

Достижение КИН по месторождению по категории ВС<sub>1</sub> – 0,436, в таблице 8 представлены КИНЫ по объектам.

Таблица 8 - Значение КИН для объектов Ванкорского месторождения.

Объект	КИН	Кохв	Квыт
Як-III-VII	0,462	0,875	0,528
Нх-I	0,371	0,851	0,436
Нх-III-IV	0,407	0,786	0,518
Сд-IX	0,323	0,654	0,494

В 2013 году принят корректирующий проектный документ «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения», выполненный ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» (протокол ЦКР Роснедра № 5730 от 02.12.2013 г.).

Технологические решения ДТСР 2013 года соответствуют проектным решениям ДТСР 2012 года за исключением максимального уровня добычи нефти. Корректировки, внесенные в уровни добычи нефти, продиктованы увеличением темпа роста обводненности по причине высоких темпов отбора нефти.

Основные проектные решения:

выделение восьми эксплуатационных объектов: двух нефтяных: Сд-IX и Нх-I, газонефтяного Як-III-VII, нефтегазоконденсатного Нх-III-IV, двух газовых: Дл-I-III и Як-I (газовая шапка), двух нефтегазовых залежей Як-II и Як-I (нефтегазовая залежь):

- разработка нефтяных объектов с поддержанием пластового давления; газовых и нефтегазовых объектов на естественном режиме;
- максимальные проектные уровни:
- добычи нефти и газоконденсата - 22 000 тыс.т. (2014г.)
- добычи газового конденсата - 314 тыс.т. (2014г.)
- добычи жидкости- 70 073 тыс.т. (2022г.)
- закачки воды - 62 665 тыс.м<sup>3</sup> (2018г.)
- закачка газа - 2 500 млн.м<sup>3</sup> (2019 г.)
- добычи свободного газа - 2 341 млн.м<sup>3</sup> (2017г.)
- добычи газа из газовых шапок - 4 452 млн.м<sup>3</sup> (2016г.)
- добычи растворённого газа - 2 484 млн.м<sup>3</sup> (2014г.)
- использование растворённого газа – не менее 95% (2014г.)

Системы размещения скважин:

- **объект Сд-IX** - радиальная схема размещения горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 1000 м;
- **объект Нх-I** - однорядная схема размещения горизонтальных скважин с расстоянием между скважинами и длиной горизонтального участка 1000 м;
- **объект Як-III-VII** - блочно-квадратная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м, по северной части предполагается уплотнение до 700 м при длине ствола 700 м;
- **объект Нх-III-IV** - однорядная схема размещения скважин с

расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка 1000 м;

- **объект Дл-I-III** - избирательная схема размещения скважин с длиной горизонтального участка 300 м;
- **объект Як-I (газовая залежь)** - избирательная схема размещения скважин, за счет перевода скважин с нижележащего объекта Як-III-VII.
- **объекты Як-I и Як-II** - избирательная схема размещения скважин, за счет бурения БГС с нижележащего объекта Як-III-VII.

Общий проектный фонд скважин – 680, в т.ч. добывающих 378 (369 горизонтальных), нагнетательных – 188 (из них горизонтальных – 72), газовых – 22, газонагнетательных – 6, водозаборных – 76, наблюдательных – 10.

Накопленная добыча нефти – 493 154 тыс.т. Достижение КИН по месторождению по категории ВС<sub>1</sub> – 0,434.

## 2.2 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения

Основные эксплуатационные объекты добывающие нефть - Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-VII, газ - Дл-I-III.

По состоянию на 01.01.2013 г. на Ванкорском месторождении пробурено 206 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 124 скважины на объект Як-III-VII, 55 скважин на Нх-III-IV, 27 скважин – на Нх-I, 12 газовых – Дл-I-III, 125 – нагнетательных (48–Як-III-VII, 49–Нх-III-IV, 28 - Нх-I) и 72 водозаборных.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 71%.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2013года (49 280 тыс.т.) составила 3,7% от начальных извлекаемых запасов (Ванкорский, Северо-Ванкорский Л.У.). Текущий коэффициент нефтеизвлечения 0.046, текущая обводненность – 24,3%, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой 34%.

Из общего объема накопленной добычи нефти на 01.01.2013 год – 49 280 тыс.т получено за счет фонтанного способа эксплуатации 31% (15 038 тыс.т), за счет ЭЦН – 69% (34 242 тыс.т), в том числе из нагнетательных скважин находящихся в отработке на нефть – 7 625 тыс.т нефти.

За 2009 год добыто нефти: 3388 тыс.т. (проект), 3640 тыс.т. (факт, отклонение + 7,4%), и жидкости 3606,8 тыс.т. (проект) тыс.т, 3852,3 тыс.т. (факт, отклонение + 6,4%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 180 тыс.м<sup>3</sup>, обводненность – 5,5%, компенсация текущая - 3%. Действующий фонд добывающих скважин составил 72 ед., среднесуточный дебит по нефти 403,9 т/сут, по жидкости 414,0 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 3 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII и Нх-III-IV, средняя приемистость нагнетательной скважины 524,8 м<sup>3</sup>/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 1277 тыс.т. нефти, 2363 тыс.т. нефти - ЭЦН.



За 2010 год добыто нефти: 13505 тыс.т. (проект), 12700 тыс.т. (факт, отклонение - 6%), и жидкости 14864,6 тыс.т. (проект) тыс.т, 14127 тыс.т. (факт, отклонение - 5%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 5404,2 тыс.м<sup>3</sup>, обводненность – 10,1%, компенсация текущая - 20%. Действующий фонд добывающих скважин составил 128 ед., среднесуточный дебит по нефти 356,2 т/сут, по жидкости 396,2 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 28 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII и Нх-III-IV, средняя приемистость нагнетательной скважины 1105,6 м<sup>3</sup>/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 6069 тыс.т. нефти, 6631 тыс.т. нефти - ЭЦН.

За 2011 год добыто нефти: 14529 тыс. т ( проект), 14856 тыс. т (факт, отклонение + 2,3%), и жидкости 16573 тыс.т (проект) тыс.т, 17089 тыс.т (факт, отклонение + 3,1%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 14889 тыс. м<sup>3</sup>, обводненность – 15,7%, компенсация текущая - 36%. Действующий фонд добывающих скважин составил 177 ед., среднесуточный дебит по нефти 288 т/сут, по жидкости 332 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 46 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I, средняя приемистость нагнетательной скважины 1140 м<sup>3</sup>/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 4829 тыс.т нефти, 10027 тыс.т нефти - ЭЦН.

За 2012 год добыто нефти и конденсата: 17941 тыс. т ( проект), 18311 тыс. т (факт, отклонение + 2,1%), и жидкости 21017,8 тыс.т (проект) тыс.т, 23886,6 тыс.т. (факт, отклонение + 13,6%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 23428 тыс. м<sup>3</sup>, обводненность – 24,3%, компенсация текущая - 45,2%. Действующий фонд добывающих скважин составил 237 ед. (из них:196 нефтяных и 41 нагнетательная, находящаяся в отработке на нефть), среднесуточный дебит по нефти 259,1 т/сут, по жидкости 342,4 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 69 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I, средняя приемистость нагнетательной скважины 1125,6 м<sup>3</sup>/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 4961 тыс.т нефти, 13113 тыс.т нефти - ЭЦН.

## **2.3 Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения**

### **2.3.1 Объект Дл-I-III**

По состоянию на 01.01.2013 г. из газового объекта Дл-I-III добыто 1190,1 млн.м<sup>3</sup>. газа, при проектной - 1207 млн.м<sup>3</sup>. Действующий фонд добывающих скважин - 10 ед. (по проекту 11).

За 2009 г. из объекта добыли 135,2 (по проекту 149) млн.м<sup>3</sup> газа при среднесуточном дебите газа 86,7 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Действующий фонд добывающих скважин составил 6 ед. ( по проекту 5).

За 2010 г. из объекта добыли 218,6 (по проекту 280,3) млн.м<sup>3</sup> газа при среднесуточном дебите газа 156,3 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Действующий фонд добывающих

скважин составил 7 ед. (по проекту 5).

За 2011 г. из объекта добыли 304,2 (по проекту 177) млн.м<sup>3</sup> газа при среднесуточном дебите газа 122,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Действующий фонд добывающих скважин составил 8 ед. (по проекту 7).

За 2012 г. из объекта добыли 408 (по проекту 425) млн.м<sup>3</sup> газа при среднесуточном (по проекту 11).

### **2.3.2 Объект Як-III-VII**

По состоянию на 01.01.2013 г. из газонефтяного объекта Як-III-VII добыто 33197,6 (по проекту 32001) тыс.т нефти (отклонение +3,7% обусловлено более высокими стартовыми дебитами добывающих скважин, связанных с меньшей фактической расчлененностью продуктивного пласта) и 41164,2 (по проекту 36302) тыс. т жидкости, что составляет 67,3% от общей добычи нефти по месторождению – 49280 тыс.т. Накопленная закачка воды составила 33845,2 тыс. м<sup>3</sup>, компенсация отбора закачкой – 43,7%.

Отбор от НИЗ составил 3,4% (по проекту 3,6%). Пробуренный фонд скважин 124 ед. соответствует проектному (122 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин выше проектной и составила 40% (проект 17%). Средний дебит нефти и жидкости равен 324,4 и 454,9 т/сут (проектный 291,9 / 351,9 т/сут).

За 2009 г. из объекта Як-III-VII добыли 2475,3 (по проекту 1483,5) тыс. т. нефти при среднем дебите нефти – 468,4 т/сут, жидкости – 2657,6 (по проекту 1660,5) тыс. т. (при среднем дебите жидкости 502,8 т/сут, закачали 40,6 тыс. м<sup>3</sup> воды, обводненность составила 6,86%. Действующий фонд добывающих скважин составил 47 ед., из них 36 скважин приходится на ЭЦН, в нагнетании – 1 скважина со среднесуточной приемистостью 324 м<sup>3</sup>/сут. Добыча нефти по ЭЦН – 2338,5 тыс.т, по ФОН – 136,8 тыс.т.

За 2010 г. из объекта Як-III-VII добыто 8713,4 (по проекту 6773,1) тыс. т нефти и 9768,5 (по проекту 7874) тыс. т жидкости. Добыча объекта Як-III-VII составляет 68,6% от общей добычи нефти – 12700 тыс. т и 14127 тыс. т жидкости по месторождению. Среднесуточный дебит по нефти – 439 т/сут, по жидкости – 492 т/сут. По состоянию на 1.01.2011 г. действующий фонд добывающих скважин составил 59 скважин и 22 скважины в нагнетании. Действующий фонд состоит из 47 скважин ЭЦН и 12 скважин работающих фонтанным способом эксплуатации (ФОН). Добыча нефти по ЭЦН – 7891,1 тыс.т, по ФОН - 822,3 тыс.т.

За 2011 г. из объекта Як-III-VII добыто 9684,2 (по проекту 9035) тыс. т нефти и 11457,8 (по проекту 10462) тыс. т жидкости. Добыча объекта Як-III-VII составляет 67,6% от общей добычи нефти – 14856 тыс. т и 17089 тыс. т жидкости по месторождению. Среднесуточный дебит по нефти – 373,4 т/сут, по жидкости – 442 т/сут. По состоянию на 1.01.2012 г. действующий фонд добывающих скважин составил 88 скважин и 29 скважин в нагнетании. Действующий фонд состоит из 77 скважин ЭЦН и 11 скважин работающих фонтанным способом эксплуатации (ФОН). Добыча нефти по ЭЦН – 8380,6

тыс.т, по ФОН – 1303,6 тыс.т.

Распределение действующего фонда по дебитам, обводненности и способам эксплуатации представлено в таблицах 9 и 10.

Таблица 9 - Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения на 01.01.2013 год

Дебит нефти, т	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<300	307, 310, 343, 350, 362, 396, 461, 508, 513, 515, 517, 526, 527, 529, 540, 554, 568, 572, 575, 580, 584, 591, 595, 599, 600, 615, 616, 620, 622, 625, 631, 633, 634, 636, 637, 639, 643, 644, 655, 736, 509В	300, 321, 331, 346, 351, 371, 452, 453, 456, 463, 491, 528, 561, 923	318, 322, 458, 462, 467, 492, 506, 535, 536, 551, 640	319, 328, 329, 332, 335, 377, 447, 449, 542, 552, 564, 577, 641
300-500	314, 330, 349, 364, 365, 366, 555, 569, 601, 614, 626, 628, 629, 632, 635, 942	304, 316, 320, 336, 345, 360, 361, 638	305, 315, 451	
500-700	317, 334, 392, 394, 623, 911	301, 376, 381, 383, 387, 621, 373БИС	333	
>700	344, 372, 382, 393, 617	308, 309, 375, 386		

Таблица 10 - Распределение действующего фонда по накопленной добыче нефти и обводненности объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения на 01.01.2013 год

Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<200	310, 343, 396, 461, 508, 513, 515, 517, 526, 527, 529, 540, 554, 555, 568, 569, 572, 575, 580, 584, 591, 595, 599, 600, 601, 615, 616, 620, 622, 623, 625, 626, 628, 631, 632, 633, 634, 635, 636, 637, 639, 643, 644, 655, 736, 911, 942, 509В	300, 456, 463, 491, 528, 561, 923	318, 458, 492, 506, 535, 536, 551, 640	332, 447, 542, 552, 564, 577, 641
200 - 400	307, 314, 350, 362, 392, 393, 614, 617, 629	321, 351, 361, 452, 453, 621, 638, 373БИС	322, 462, 467	319, 328, 377, 449
400-600	317, 344, 349, 364, 365, 366, 394	304, 316, 331, 336, 345, 346, 360, 371, 376, 383, 387	305, 315, 451	329, 335
>600	330, 334, 372, 382	301, 308, 309, 320, 375, 381, 386	333	

За 2012г. из объекта Як-III-VII добыто 12313,7 (по проекту 11117) тыс. т нефти и 17269,3 (по проекту 13403) тыс. т жидкости. Добыча объекта Як-III-VII составляет 67,4% от общей добычи нефти – 18073 тыс. т и 23887 тыс. т жидкости по месторождению. Среднесуточный дебит по нефти – 324,4 т/сут, по жидкости – 454,9 т/сут. По состоянию на 01.01.2013 г. действующий фонд добывающих скважин составил 130 скважин (из них: 122 нефтяных и 8 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 34 скважин в нагнетании. Действующий фонд состоит из 8 скважин ЭЦН и 122 скважин работающих фонтанным способом эксплуатации (ФОН). Добыча нефти по ЭЦН – 11417,4 тыс.т, по ФОН – 896,3 тыс.т.

На 01.01.2013г. средний коэффициент продуктивности равен 13,5 м<sup>3</sup>/сут./атм.

### 2.3.3 Объект Нх-I

По состоянию на 01.01.2013г. из нефтяного объекта Нх-I добыто 3107,7 (по проекту 3279) тыс.т нефти (отклонение – 6,3%) и 3275,5 (по проекту 3429) тыс. т жидкости, что составляет 5,6% от общей добычи нефти по месторождению – 49280 тыс.т. Накопленная закачка воды составила 1306,6 тыс. м<sup>3</sup>, компенсация отбора закачкой – 24,7%.

Отбор от НИЗ составил 1,5% (по проекту 2,9%). Пробуренный фонд скважин 17 ед. соответствует проектному (17 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин составила 8,3% (проект 1,3%). Средний дебит нефти и жидкости выше проектных показателей 114 и 123,5 т/сут (проектные 107,5 / 108,9 т/сут).

За 2009 г. из объекта Нх-I добыли 54,2 тыс. т нефти, средний дебит нефти 362,1 т/сут, жидкости – 54,3 тыс. т при среднем дебите жидкости 363,1 т/сут, обводненность составила 0,2%. В действующем добывающем фонде 1 фонтанирующая скважина.

За 2010 г. из объекта Нх-I добыто 469,6 (по проекту 14,1) тыс. т нефти и 480,7 (по проекту 14,9) тыс. т жидкости, что составляет 3,7% от общей добычи нефти – 12700 тыс. т и 14127 тыс. т жидкости по месторождению. Средний дебит нефти -169,1 т/сут, жидкости – 173 т/сут. По состоянию на 01.01.2011 г действующий фонд добывающих скважин составил 17 скважин, из которых 1 – ФОН (скважина 120). Добыча нефти по ЭЦН – 357,6 тыс.т, по ФОН – 112 тыс.т.

За 2011 г. из объекта Нх-I добыто 1300 (по проекту 1408) тыс. т нефти и 1349,6 (по проекту 1420) тыс. т жидкости, что составляет 8,8% от общей добычи нефти – 14856 тыс. т и 17089 тыс. т жидкости по месторождению. Средний дебит нефти -153 т/сут, жидкости – 158,9 т/сут. Закачали воды 200,3 тыс.т, приемистость нагнетательной скважины составила 225,1 м<sup>3</sup>/сут. По состоянию на 01.01.2012 г действующий фонд добывающих скважин составил 36 (4 скважины – ФОН, 32 скважины – ЭЦН) и 6 скважин в нагнетании. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 208,4 тыс.т нефти, при ЭЦН – 1091,6 тыс.т нефти.

За 2012 г. из объекта Нх-I добыто 1283,9 (по проекту 1455) тыс. т нефти и 1390,9 (по проекту 1474) тыс. т жидкости, что составляет 7% от общей добычи нефти – 18073 тыс. т и 23887 тыс. т жидкости по месторождению. Средний дебит нефти -114 т/сут, жидкости – 123,5 т/сут. Закачали воды 1086,3 тыс. м<sup>3</sup>, приемистость нагнетательной скважины составила 235,1 м<sup>3</sup>/сут. По состоянию на 01.01.2013 г действующий фонд добывающих скважин составил 38 скважин (из них: 27 нефтяных и 11 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 17 скважин в нагнетании. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 250,1 тыс.т нефти ( 2 скважины), при ЭЦН – 1033,8 тыс.т нефти (36 скважин).

С 2011 года в зоне отбора (южная часть залежи) наблюдается падение пластового давления с 228 атм (на 01.01.2011 г.) до 203 атм (на 01.01.2013 г.) при начальном – 258 атм.

Распределение действующего фонда по дебитам, накопленной добыче и обводненности представлено в таблицах 11 и 12.

Таблица 11 - Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности объекта Нх-I Ванкорского месторождения на 01.01.2013год

Дебит нефти, т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<100	700, 702, 704, 706, 707, 709, 714, 718, 728, 734, 752, 816, 817, 820, 824, 833, 852	703, 723	724, 735	729
100 - 200	120, 708, 711, 712, 716, 722, 749, 800, 825, 836	701		
200-300	710, 726, 819			
>300	705			

Таблица 12 - Распределение действующего фонда по накопленной добыче нефти и обводненности объекта Нх-I Ванкорского месторождения на 01.01.2013 год

Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	70
<50	700, 702, 704, 707, 714, 716, 718, 722, 726, 728, 734, 749, 752, 816, 817, 819, 820, 825	723	724, 735	29
50-100	708, 709, 712, 800, 833, 852	701, 703		
>100	120, 705, 706, 710, 711, 824, 836			

На 01.01.2013 г. средний коэффициент продуктивности равен 2,9 м<sup>3</sup>/сут/атм.

#### 2.3.4 Объект Нх-III-IV

По состоянию на 01.01.2013 г. из нефтегазоконденсатного Нх-III-IV объекта добыто 12974,8 (по проекту 13530) тыс.т нефти (отклонение на - 4%) и

14525,4 (по проекту 15850) тыс. т жидкости, что составляет 24,6% от общей добычи нефти по месторождению.

Отбор от НИЗ составил 2,8% (по проекту 3,8%). Пробуренный фонд скважин 82 ед. соответствует проектному (82 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин близка к проектной и составила 17% (проект 18%). Средний дебит нефти и жидкости значительно ниже проектных показателей 229,4 и 267,9 т/сут (проектные 280,4 / 342,4 т/сут).

За 2009 г. из объекта Нх-III-IV добыли 1110,7 тыс. т нефти при среднем дебите нефти 363 т/сут, жидкости – 1140,4 тыс. т при среднем дебите жидкости 372,7 т/сут, закачали 139,2 тыс. м<sup>3</sup> воды, обводненность составила 2,6%. Действующий фонд добывающих скважин составил 24 ед., из них 22 скважины приходится на ФОН, в нагнетании – 2 скважины со среднесуточной приемистостью 621,8 м<sup>3</sup>/сут. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 1086,1 тыс.т нефти, при ЭЦН – 24,6 тыс.т нефти.

За 2010 г. из объекта Нх-III-IV добыто 3517,1 тыс. т нефти и 3877,5 тыс. т жидкости, что составляет 27,7% от общей добычи нефти – 12700 тыс. т и 14127 тыс. т жидкости по месторождению. Закачали 1250,9 тыс.м<sup>3</sup>, средняя приемистость нагнетательной скважины составила 1087,3 м<sup>3</sup>/сут. По состоянию на 01.01.2011 г. действующий фонд добывающих скважин составил 48 скважин (31 скважина – ФОН, 17 скважин – ЭЦН) и 6 скважин в нагнетании. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 3036,5 тыс.т нефти, при ЭЦН – 480,5 тыс.т нефти.

За 2011 г. из объекта Нх-III-IV добыто 3871,4 тыс. т нефти и 4281,2 тыс. т жидкости, что составляет 27,5% от общей добычи нефти – 14856 тыс. т и 17089 тыс. т жидкости по месторождению. По состоянию на 01.01.2012 г. действующий фонд добывающих скважин составил 53 скважин (41 скважина – ФОН, 12 скважин – ЭЦН) и 11 скважин в нагнетании. Закачали 2965,5 тыс. м<sup>3</sup>, средняя приемистость нагнетательной скважины составила 1022,5 м<sup>3</sup>/сут. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 3316,8 тыс.т нефти, при ЭЦН – 554,7 тыс.т нефти.

За 2012 г. из объекта Нх-III-IV добыто 4475,6 тыс. т нефти и 5226,4 тыс. т жидкости, что составляет 26,3% от общей добычи нефти – 18073 тыс. т и 23887 тыс. т жидкости по месторождению. По состоянию на 01.01.2013 г. действующий фонд добывающих скважин составил 69 скважин (46 нефтяных и 23 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 18 скважин в нагнетании. Закачали 4394,1 тыс. м<sup>3</sup>, средняя приемистость нагнетательной скважины составила 804,2 м<sup>3</sup>/сут. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 3814,3 тыс.т нефти (49 скважин), при ЭЦН – 661,3 тыс.т нефти (20 скважин).

С 2011 года в зоне отбора (южная часть залежи) наблюдается падение пластового давления с 251,6 атм (на 01.01.2011г) до 238,1 атм (на 01.01.2013г) при начальном – 271 атм.

Распределение действующего фонда по дебитам, обводненности, способам эксплуатации, накопленной добыче нефти, приведено в таблицах 13 и 14.

Таблица 13 - Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности объекта Нх-III-IV Ванкорского месторождения на 01.01.2013 год

Дебит нефти, т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<200	106, 108, 110, 112, 116, 149, 154, 155, 159, 161, 224, 227, 122БИС, 9Р	100, 101, 105, 128, 137, 188, 197, 206	144, 146, 151, 184	118, 190, 198, 217
200-400	103, 107, 114, 115, 119, 124, 125, 129, 130, 133, 138, 139, 141, 142, 145, 148, 152, 156, 164, 165, 169, 175, 183, 186, 208, 225, 226, 228	117, 134		
400-600	121, 157, 166, 172, 247, 162В, 162СВ			
>600	168, 170			

Таблица 14 - Распределение действующего фонда по накопленной добыче нефти и обводненности объекта Нх-III-IV Ванкорского месторождения на 01.01.2013 год

Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<100	112, 154, 155, 165, 166, 169, 170, 172, 175, 183, 186, 227, 228, 247, 162СВ	100, 128, 188, 197, 206	184	118, 190, 198
100-300	103, 108, 110, 114, 115, 116, 138, 141, 145, 148, 149, 156, 157, 159, 161, 164, 168, 208, 224, 225, 226, 122БИС	101, 105	144, 146	217
300-400	107, 119, 124, 129, 130, 133, 142, 162В, 9Р	134, 137	151	
>400	106, 121, 125, 139, 152	117		

На 01.01.2013г. средний коэффициент продуктивности равен 14,3 м<sup>3</sup>/сут./атм.

## 2.4 Характеристика фонда скважин

Основные эксплуатационные объекты, добывающие нефть – Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-IV, Сд-IX, газ – Дл-I-III.

По состоянию на 01.01.2014 г. на Ванкорском месторождении пробурено 542 скважины, в т.ч. 293 добывающих, из которых 184 скважин на объект Як-III-VII, 73 скважины на Нх-III-IV, 34 скважины – на Нх-I и 2 скважины на Сд-IX; 151 нагнетательных (65 – Як-III-VII, 53 – Нх-III-IV, 33 – Нх-I), 22 газовых – Дл-I-III и 76 водозаборных.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 80%.

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2014 г. приведена в таблице 15.

Таблица 15 - Характеристика фонда скважин

Наименование	Характеристика фонда скважин	Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Дл-I-III	Сд-IX	Нс	Итого
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Фонд добывающих скважин	Пробурено	184	73	34	0	2	0	293
	Переведены из нагнетания в отработку на нефть	14	20	11	0	0	0	45
	Всего	198	93	45	0	2	0	338
	В том числе:							
	Действующие, дающие нефть	192	80	44	0	2	0	318
	из них фонтанные	6	36	1	0	0	0	43
	ЭЦН	186	44	43	0	2	0	275
	ШГН	0	0	0	0	0	0	0
	газлифт:	0	0	0	0	0	0	0
	– бескомпрессорный	0	0	0	0	0	0	0
	– внутрискважинный	0	0	0	0	0	0	0
	Бездействующие	1	0	0	0	0	0	1
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	4	12	1	0	0	0	17
	Переведены под закачку	1	1	0	0	0	0	2
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	65	53	33	0	0	0	151
	Возвращены с других горизонтов	0	0	0	0	0	0	0
	Переведены из добывающих	1	1	0	0	0	0	2
	Всего	66	54	33	0	0	0	153
	В том числе:							
	Под закачкой	51	29	22	0	0	0	102
	Бездействующие	0	0	0	0	0	0	0
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	1	5	0	0	0	0	6
	В отработке на нефть	14	20	11	0	0	0	45
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	0
Фонд газовых скважин	Пробурено	0	0	0	22	0	0	22
	Возвращены с других горизонтов	0	0	0	0	0	0	0
	Всего	0	0	0	22	0	0	22
	В том числе:							
	Действующие	0	0	0	18	0	0	18
	Бездействующие	0	0	0	1	0	0	1
	В освоении после бурения	0	0	0	2	0	0	2
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	0	0	1	0	0	1
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	0
Фонд специальных скважин	Пробурено	0	0	0	54	0	22	76

## 2.5 Анализ технологических показателей разработки и выполнение проектных показателей

Накопленная добыча нефти на 01.01.2014 года (70 407 тыс. т) составила 14,8% от начальных извлекаемых запасов (Ванкорский, Северо-Ванкорский Л.У.). Текущий коэффициент нефтеизвлечения 0,064, текущая обводненность – 37,5%, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой 38%.

Из общего объема накопленной добычи нефти на 01.01.2014 – 27,9% (19 630 тыс. т) получено за счет фонтанного способа эксплуатации, 72,1% (50 776 тыс. т) – за счет ЭЦН, в том числе из нагнетательных скважин, находящихся в отработке на нефть – 9 757 тыс. т нефти.



За 2013 год добыто нефти и конденсата: 21 432 тыс. т (проект), 21 440 тыс. т (факт, отклонение + 0,04%), и жидкости 34 239 тыс. т (проект) тыс. т, 33 785 тыс. т (факт, отклонение – 1,33%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 28 426 тыс. м<sup>3</sup>, обводненность – 37,5% (компенсация текущая – 46%). Действующий фонд добывающих скважин составил 318 ед. (из них: 273 нефтяных и 45 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть), среднесуточный дебит по нефти 218,8 т/сут, по жидкости 350 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 102 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I, средняя приемистость нагнетательной скважины 1 009,3 м<sup>3</sup>/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 4 592,7 тыс. т нефти, 16 534,3 тыс. т нефти – ЭЦН. Динамика основных показателей разработки объекта Як 3-7 Ванкорского месторождения представлена на рисунке 5.

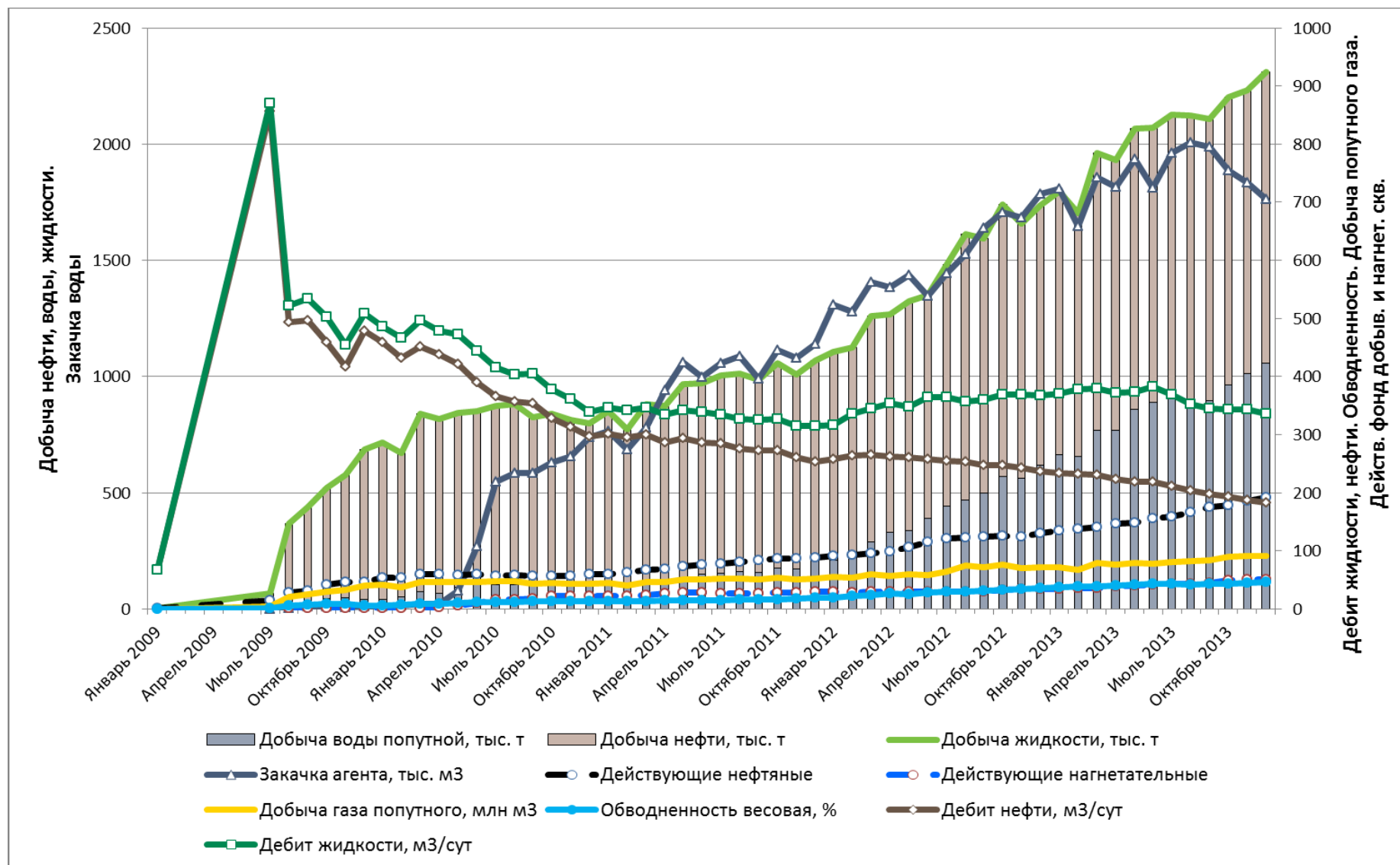


Рисунок 5 - Динамика основных показателей разработки объекта Як 3-7 Ванкорского месторождения

## **2.6 Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти**

На месторождении интенсивно ведется эксплуатационное бурение, в связи с этим, основным геолого-технологическим мероприятием является ввод новых горизонтальных скважин.

Из мероприятий направленных на интенсификацию притока на Ванкорском месторождении осуществлялся гидроразрыв пласта (ГРП) а также мероприятия по оптимизации работы добывающих скважин (оптимизация работы внутрискважинного оборудования). Обработки призабойной зоны добывающих скважин не проводились по причине технологической сложности проведения поинтервальных обработок в горизонтальной секции скважины длиной 1000 м.

Операции по воздействию на пласт химическими реагентами не осуществлялись, в конце 2013 года был проведен расчет по оценке эффективности полимерного заводнения для основного пласта Як-III-VII, по результатам которого запланировано проведение лабораторных исследований на керне для подбора оптимального реагента и оценки его взаимодействия с породой.

Гидравлический разрыв пласта

Так как запасы нефти на объектах Як-III-VII и Нх-III-IV являются контактными, проведение операции ГРП на данных пластах приведет к ускоренному прорыву подошвенной воды либо газа газовой шапки. Таким образом проведение операции ГРП возможно лишь на объекте Нх-I, с краевой водой.

На 01.01.2014 на Ванкорском месторождении было проведено 7 операций ГРП на горизонтальных скважинах. Из них: 2 «слепых» одностадийных ГРП в скважинах пребывавших в работе и 5 многостадийных (от 3 до 6 стадий) ГРП на скважинах вводимых из бурения. Таким образом к МИДН можно отнести только 2 «слепых» ГРП, так как проведение операции ГРП во время освоения скважины МИДН не является.

В период с февраля по апрель 2013 года компанией «Трайкан Велл Сервис» были выполнены операции по шестистадийному гидравлическому разрыву Нижнехетского пласта Нх-I на трех горизонтальных скважинах, оборудованных компоновками с циркуляционными клапанами фирмы Weatherford.

Вывод :

При оценке дополнительной добычи данных скважин можно говорить о минимальном двукратном превышении накопленной добычи нефти над добычей без проведения мероприятий по ГРП. Однако на текущий момент не представляется возможным корректно оценить эффективность мероприятий ГРП в связи с невозможностью прогнозирования изменения обводненности, что связано с высокими значениями обводненности, полученными при запуске скважин возможно за счет вовлечения в добычу связанной воды нижних изолированных пропластков пласта Нх-I. Кроме этого, не до конца изучено влияние трещин ГРП на риски прорывов воды от нагнетательных скважин по причине еще не оконченного процесса формирования системы ППД и относительно небольших

объемов закачки.

Данные по проведенным ГТМ на добывающем фонде с целью интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи пластов приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Объемы выполненных методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи пластов

Пласт	РИР, изоляция притока пластовых вод		ГРП		Зарезка вторых стволов		Прочие методы (ИДН)	
	количество операций	дополнительная добыча нефти тыс.т	количество операций	дополнительная добыча нефти тыс.т	количество скважин	дополнительная добыча нефти тыс.т	количество операций	дополнительная добыча нефти тыс.т
Нх-I	0		2(7)	10.4	0			
Нх III-IV	0		0		1	2.2		
Як III-VII	6	7.5	0		0		23	315.1
Сд-IX	0		0		0		0	

## 2.7 Анализ выработки запасов нефти

Одним из основных методов анализа выработки и прогноза хода заводнения является представление логарифма водонефтяного фактора (ВНФ) как функции текущего значения накопленной добычи. Этот график зачастую имеет вид линейной зависимости.

На рисунке 6 представлена прогнозная добыча нефти скважин базового фонда на 01.01.2014 по методике ВНФ. Значение предельной обводнённости в расчётах принималось равным 98%. Таким образом конечные извлекаемые запасы нефти пластов Як III-VII, Нх III-IV и Нх I составили 210 622, 74 974 и 11 408 тыс. т соответственно. Это означает, что конечный КИН пластов Як III-VII, Нх III-IV и Нх I равен 34,3; 21,4; 8,5%. Низкие значения выработки связаны как с отсутствием характерной зависимости в случае пласта Нх I, так и с формированием системы разработки в целом по объектам (ввод новых скважин из бурения, перевод скважин в систему ППД).

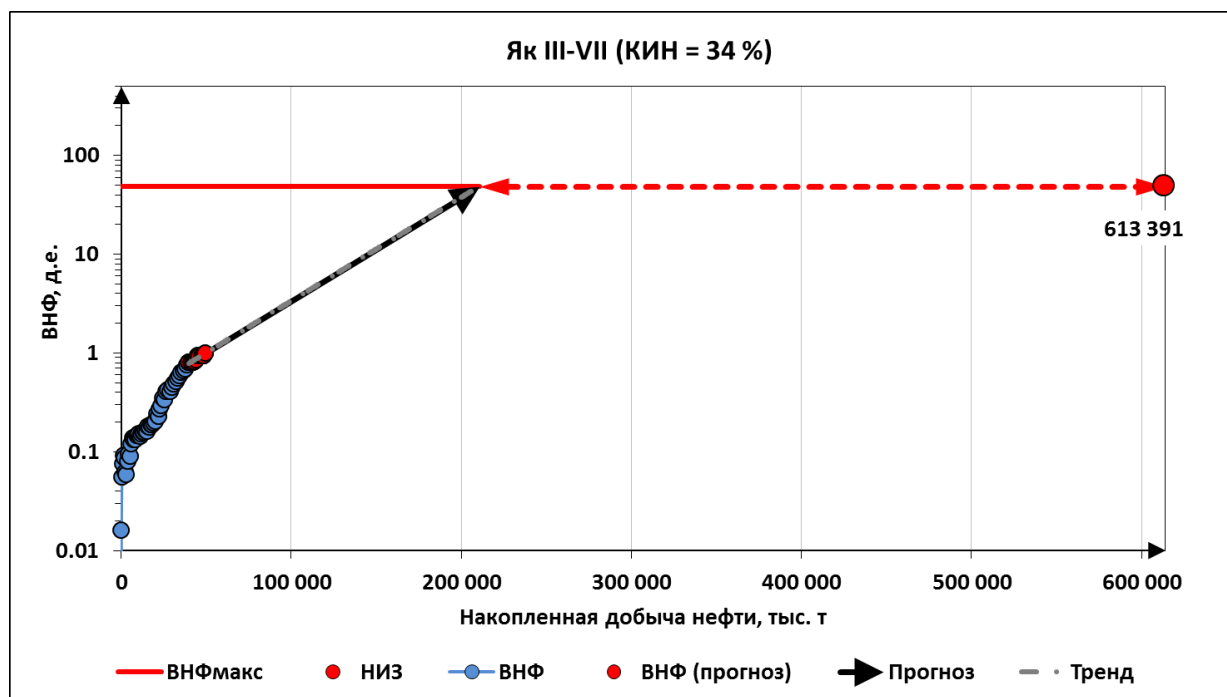


Рисунок 6 - Прогноз выработки запасов пласта Як III-VII к моменту достижения предельной обводнённости 98%

Основным объектом разработки является пласт Як-III-VII, характеризующийся площадной блочно-квадратной схемой размещения скважин. Система ППД центральной и южной частей залежи сформирована и представлена ячейками заводнения. В целях локализации невырабатываемых участков залежи был проведён анализ элементов заводнения (ЭЗ) пласта Як-III-VII. В качестве критерия прогноза было выбрано значение обводнённости равное 98%. Накопленная добыча по ячейкам заводнения считалась с учётом геометрических коэффициентов участия. Результаты анализа ячеек заводнения и их прогнозного отбора от НИЗ представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Текущие и прогнозные показатели анализируемых ячеек заводного пласта ЯК-III-VI

ЭЗ	Кол-во лет в экспл-и	НИЗ, тыс. т	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от ТИЗ, %	Тек. отбор от НИЗ, %	Обв-ть, %	Отбор от НИЗ (прогноз по LпВНФ), %
1.2	4.5	5 107	1 690	11.0	33.1	60.4	57.08
1.3	4.5	2 605	1 192	18.7	45.8	62.3	94.57
1.4	3.3	621	186	12.9	30.0	41.8	105.35
2.1	3.4	1 259	525	20.9	41.7	23.8	71.56
2.2	4.5	4 594	2 116	19.0	46.1	60.5	73.10
2.3	4.8	5 854	2 464	15.3	42.1	32.0	100.51
2.4	4.8	1 857	1 298	49.0	69.9	48.3	162.14
2.5	4.7	1 035	189	4.8	18.3	66.2	65.43
3.1	4.5	1 886	923	21.3	48.9	68.4	90.11
3.2	4.5	5 344	1 642	9.9	30.7	60.8	88.96
3.3	4.8	5 169	1 676	10.1	32.4	47.6	72.56
3.4	4.8	3 901	1 360	11.3	34.9	28.5	117.06
3.5	4.7	2 840	513	4.7	18.1	58.1	100.28
4.1	4.5	1 634	901	27.3	55.1	78.6	101.20
4.2	4.5	7 018	2 009	8.9	28.6	65.8	57.19
4.3	4.8	6 319	1 682	7.6	26.6	32.0	101.72
4.4	4.8	5 297	1 362	7.3	25.7	25.1	67.36
4.5	4.7	2 616	1 116	15.9	42.6	39.7	66.76
5.1	4.2	8 192	1 513	5.3	18.5	58.5	29.63
5.2	4.8	9 599	1 532	4.0	16.0	24.3	92.87
5.3	4.8	8 609	1 217	3.5	14.1	10.5	42.89
5.4	5.9	4 092	1 321	8.1	32.3	57.5	66.54
6.1	4.3	2 495	821	11.3	32.9	42.4	85.25
6.2	4.4	10 499	1 507	3.8	14.3	23.8	50.09
6.3	4.8	9 938	1 750	4.5	17.6	22.5	36.01
6.4	4.7	4 027	1 138	8.4	28.3	69.0	87.30
7.1	4.2	10 104	2 593	8.1	25.7	40.2	64.09
7.2	4.7	10 045	2 611	7.5	26.0	43.6	46.09
7.3	6.5	6 455	1 610	5.1	24.9	66.3	61.88
8.1	4.1	4 713	2 046	18.8	43.4	40.6	113.52
8.2	4.2	7 846	2 189	9.1	27.9	40.6	78.03
8.3	4.2	5 037	1 161	7.0	23.0	27.3	79.95
9.2	3.8	5 700	597	3.1	10.5	44.0	33.68
9.3	3.8	3 456	545	4.9	15.8	28.9	47.42
9.4	1.8	2 598	350	8.5	13.5	19.4	71.02
10.3	1.9	2 595	377	8.9	14.5	37.3	65.59
10.4	1.9	1 559	97	3.5	6.2	36.5	18.10
11.2	2.8	851	176	9.2	20.7	46.6	323.10
12.1	2.9	1 299	242	7.8	18.6	19.1	40.31
12.5	1.7	721	57	5.1	7.8	66.4	10.43
13.2	2.6	1 832	92	2.1	5.0	87.9	7.46
13.3	1.9	1 082	79	4.1	7.3	87.5	13.50
13.4	2.5	1 761	252	6.7	14.3	7.0	32.57
14.2	2.6	670	70	4.5	10.4	94.4	12.49
14.3	1.9	226	33	8.8	14.5	94.0	19.70
14.5	1.8	267	84	26.1	31.3	56.8	48.84

В таблице 17 представлены текущие и прогнозные показатели анализируемых ячеек заводного пласта. Полученные значения прогнозных отборов от

НИЗ по ЭЗ следует считать неокончательными, так как идет бурение уплотняющего фонда скважин.

Характер роста ВНФ пласта Як-III-VII обусловлен, в основном, эффектом конусообразования ввиду наличия водоносного горизонта.

Вывод: по объекту Як-III-VII выработка запасов идет равномерно, области не затронутые фильтрацией за счет геологических особенностей пласта вовлекаются в добычу при помощи скважин уплотняющего фонда.

### 3 Специальная часть

#### 3.1 Анализ существующих систем ограничения водопритока в скважину

Одной из актуальных проблем дальнейшей эффективной разработки истощенных нефтяных залежей (ИНЗ) является повышение их конечной нефтеотдачи. Дальнейшая эксплуатация месторождений с применением заводнения становится нерентабельной. При этом в среднем на данных объектах не менее 50% запасов останутся неизвлеченными.

Многими исследователями изучены и установлены основные причины обводнения скважин:

- прорыв закачиваемой воды по высокопроницаемым и недонасыщенным прослоям;
- подтягивание конуса подошвенной воды из водонефтяных зон;
- прорыв пластовых вод из выше- и нижележащих водоносных горизонтов по заколонному пространству;
- негерметичность э/колонн в различных водонасыщенных интервалах.

Для решения описанных задач в настоящее время известен наиболее эффективный метод – ремонтно-изоляционные работы. Данные работы выполняются в соответствии с характером и источником обводнения с привлечением служб капитального ремонта скважин и мероприятиями по увеличению продуктивности скважин.

В результате исследований было разработано несколько методов, эффективно воздействующих на нефтяной пласт и увеличивающих нефтеотдачу ИНЗ. Основой для них послужили цемент, как базис всего процесса и химические реагенты, позволяющие создавать в пластовых условиях нерастворимый осадок, формирующийся в присутствии минерализованной воды и блокирующий выработанные и заводненные интервалы пласта. В результате происходит перераспределение направлений фильтрационных потоков в зоны и интервалы с повышенной нефтенасыщенностью, которые ранее слабо участвовали или не были вовлечены в разработку.

На протяжении многих лет научно-производственными центрами проводятся широкомасштабные работы по испытанию, отработке и внедрению новых технологий в области ведения ремонтно-изоляционных работ. Научные разработки НПЦ успешно используются на месторождениях Восточной и Западной Сибири. В УПНП и ТКРС параллельно активно ведутся работы по совершенствованию технологии проведения ремонтно-изоляционных работ, результаты которой очевидны и будут представлены ниже.

Один из основных принципов НПЦ при проведении опытно-промышленных работ заключается в том, что промысловые работы ведутся, как правило, не в отдельных скважинах, а по участкам месторождений и целым пластам. При этом на выделенных участках подробно изучаются структура и распределение остаточных запасов нефти, динамика основных показателей разработки, уточняется геологическое строение объектов с построением схем



сопоставления коллекторов и оценкой коллекторских свойств, обобщается и анализируется опыт выполненных мероприятий, направленных на увеличение полноты извлечения нефти, анализируются режимы эксплуатации скважин, работа подземного оборудования, проводится экономическая оценка рентабельности эксплуатации скважин участка, и только на основе обобщения полученной информации разрабатывается системный комплекс геолого-технических мероприятий для конкретного участка, который затем реализуется на практике.

Такой подход к разработке комплекса ГТМ, учитывающий рассмотрение системы скважин на участках залежи как единой совокупности взаимодействующих элементов, позволяет использовать его как метод управляющего воздействия на процесс разработки. В распоряжении НПЦ имеется достаточно много апробированных технологий воздействия на нагнетательные и добывающие скважины, объединенных в технологические комплексы, каждый из которых имеет свое специальное назначение.

Приведем их краткую характеристику.

1. Технологический комплекс по регулированию внутрипластовых фильтрационных потоков.

Основные задачи, которые решаются с помощью комплекса - продление периода рентабельной эксплуатации элементов залежи на поздней стадии разработки за счет улучшения выработки низкопроницаемых интервалов в неоднородных пластах и повышение нефтеотдачи увеличением охвата пластов заводнением по толщине и простирацию.

2. Технологический комплекс водоизоляционных работ.

Комплекс предназначен для обеспечения активной выработки остаточных запасов нефти на участке дренирования отдельных высокообводненных добывающих скважин и повышения нефтеотдачи в результате продления периода их рентабельной эксплуатации.

Реализация мероприятий данного комплекса в скважинах позволяет снизить обводненность добываемой продукции и увеличить дебит нефти.

3. Технологический комплекс изоляционных работ по устранению негерметичностей.

Комплекс предназначен для восстановления герметичности э/колонны и как следствие вновь полное вовлечение в эксплуатацию объектов разработки. Реализация мероприятий данного комплекса в скважинах позволяет снизить обводненность добываемой продукции за счет ликвидации негерметичности э/колонны с дальнейшим устранением водопритока.

4. Технологический комплекс работ, связанный со строительством нового ствола скважины.

Комплекс предназначен для ликвидации конусных прорывов к зоне перфорации пластовых вод и невозможности его ликвидации методами тампонирувания. Реализация мероприятий данного комплекса в скважинах позволяет снизить обводненность добываемой продукции за счет вовлечения в разработку не затронутых пропластков.

В данной дипломной работе будут рассмотрены наиболее известные и

передовые технологии по изоляции заколонных циркуляций, обводненности по пласту и негерметичности э/к, применяющихся в настоящее время в УПНП и ТКРС.

### **3.2 Суть и способы изоляции зон в скважине**

Сущность ремонтно-изоляционных работ заключается в следующем:

При отключении нижних пластов – создание в стволе скважины непроницаемого моста в пределах толщины пласта, вскрытой перфорацией.

При отключении отдельных интервалов неоднородного пласта и верхних интервалов – в создании в отключаемом интервале пласта непроницаемой оторочки (экрана) по периметру скважины в пределах толщины интервала или пласта, вскрытого перфорацией.

При креплении слабосцементированных пород в призабойной зоне пласта – в создании в пределах толщины разрушенной зоны пласта прочного проницаемого для углеводородов фильтра, ограничивающего вынос твердых частиц породы из пласта в скважину.

При исправлении некачественного цементного кольца за колонной – в заполнении имеющихся нарушений в цементном кольце изолирующим материалом.

При ликвидации нарушений обсадной колонны – в заполнении имеющихся нарушений в цементном кольце и обсадной колонне или создании прочного тампона за обсадной колонной в интервале ее нарушения.

При наращивании (доподъеме) цементного кольца – в заполнении пространства между стенкой скважины и обсадной колонной в интервале отсутствия цементного кольца.

при устранении конуса обводненности – резка бокового ствола без вскрытия ранее обводненной части.

Известен способ заканчивания скважин, включающий закачку между порциями цемента слоя вязкоупругого состава, который под воздействием гидростатического давления в скважине сжимается, плотно прилегая к стенкам скважины, проникает в поры слоев цементного камня и герметизирует проход флюидов в заколонное пространство.

Известен способ межколонных газопроявлений в скважине, включающий закачку из-под пакера в надпакерную зону в затрубное пространство двух смешивающихся составов, образующих высоковязкую систему, содержащую шлам из присадок к маслам, СЖК, отработанные нефтепродукты 1-2%, хлористый кальций, сульфат и карбонат натрия, и бентонитовую глину. Смесь поднимается в надпакерное пространство и эффективно герметизирует неплотности в цементном камне, и вязкая структура смеси обеспечивает герметизацию межколонного пространства от прохождения газовых флюидов.

Известен тампонирующий состав для изоляции пласта при разработке обводненной нефтяной залежи карбонатной породы, содержащей: масс-% резиновая крошка 1,5-3,5; масло 0,5-10, ПАВ 0,1-5, нефть-остальное. При закачке состава в скважину улучшается капиллярное всасывание его в карбонатную

породу и тампонирующее пор смесью резины с компонентами, вследствие чего происходит изоляция водонасыщенной части коллектора. Указанная техническая задача решена тем, что в скважину, заполненную однородной по составу и плотности 1,02-1,23 г/см<sup>3</sup> жидкостью, при начальной приемистости не менее 150 м<sup>3</sup>/сут, производят спуск и посадку установленного на опрессованных НКТ пакера, с хвостовиком, длиной 20 – 50 м, равной половине расстояния от среза хвостовика до перфорации или негерметичности, затем готовят и закачивают в подпакерную зону между буферными слоями тампонажную смесь, содержащую затворенный тампонажный цемент марки Г, ПАВ и качественные реологические добавки, с плотностью 1,6-1,9 г/см<sup>3</sup> и растекаемостью 20-24 см, после чего продавливают тампонажную смесь технической водой при рабочем давлении 10-32 МПа, выдерживают 24-48 ч, при температуре 40-90°С, затем стравливают в системе давление до атмосферного, производят распаковку и подъем пакера. В результате происходит ускорение процесса при принудительном отверждении путем фильтрации жидкости отверждения сквозь смесь, предотвращая размыв смеси агрессивными пластовыми водами. Данное изобретение установлено экспериментально и используется на практике. Оптимальный объем жидкости под хвостовиком установлен экспериментальным и практическим путем для описываемых характеристик смесей.

Технический результат, полученный при реализации методов изоляции, заключается в следующем:

- начальная приемистость пласта при данном способе достаточна 150-200 м<sup>3</sup>/сут, по сравнению с требуемой величиной 400 м<sup>3</sup>/сут, при ранее проводимых работах;
- увеличен спектр выполняемых задач по ликвидации водопритокков за счет увеличения массы доставляемой смеси и конечного давления (32 МПа);
- повышение защиты эксплуатационных колонн от высоких давлений на 100%;
- широкие реологические показатели тампонажной смеси выбранных составов позволяют доставлять ее в низкопроницаемые обводненные участки пласта в необходимом количестве;
- ограничивается переток из пласта в пласт, водоприток по монолитным пластам при перемычках менее 1 м, уменьшается общее время проведения РИР (24-48 ч), за счет исключения повторного тампонирувания;
- использование способа на месторождениях Западной Сибири позволяет увеличить его эффективность с 52% до 87% (условно эффективной считается операция, после которой получен дополнительный рост добычи нефти более 6 т/сут).

Суть методов заключается в том, что были выбраны и отработаны оптимальные и универсальные параметры операций цементирования в сочетании с тиксотропными и реологическими свойствами тампонажных смесей, позволяющие осуществлять изоляцию различных видов водопритокков в скважину.

Как экспериментально было установлено, что для обеспечения текучести смеси во время закачки, её плотность находится в пределах 1,6-1,9 г/см<sup>3</sup>.

Меньшая плотность приводит к быстрому растеканию смеси при недостаточном времени связывания цементом воды и плохим тиксотропным свойствам цементного камня; большая плотность затрудняет закачку достаточного объема тампонажной смеси. Характеристика – растекаемость 20-24 см, связана со временем доставки цемента в место негерметичности до момента его загустевания, и является прямым критерием приготовления смеси в процессе осуществления способа.

Для снижения поверхностного натяжения жидкости в порах породы при проникновении суспензии в них тампонажной смеси, а так же для улучшения гомогенности смеси при приготовлении её, состав тампонажной смеси содержит ПАВ в пределах 0,1-0,5%.

Время живучести тампонажной смеси при закачке и время её проникновения в негерметичность и застывания, обуславливает время проведения операции 24-48 ч при температуре в скважине 40-90 °С.

Для исключения контакта тампонажной смеси с продавочной жидкостью (технической водой), смесь продавливается буферными слоями, содержащими жидкость, нейтральную тампонажной смеси.

В скважинах Ванкорского месторождения, которые преимущественно заполнены технической, подтоварной водой для уравнивания пластового давления, что обуславливает условия проведения способа локального тампонирувания при РИР, в среде с плотностью 1,02-1,3 г/см<sup>3</sup> и давлении 10-32 МПа. Начальная приемистость до 150 м<sup>3</sup>/сут при давлении – 10 МПа, необходимы для полного продавливания тампонажной смеси в зону поглощения. Величина рабочего давления выше 32 МПа - опасна для системы и оборудования.

Успех данного способа во многом зависит от выяснения причин, характера перетоков. Поэтому проведение ГИС как перед проведением, так и после проведения РИР - обязательно. Для различных видов перетоков производится подбор изоляционного состава и проводятся основные операции РИР.

СПО скребком и шаблоном (соответствующие диаметру э/колонны скважины) очищают стенки э/колонны в месте посадки пакера.

Производится спуск пакера, хвостовиком L=20-50 м, на технологических НТК (марки N 80) диаметром 73 мм опрессованных на допустимое давление продавки. Нижний срез хвостовика на 40-50 м выше интервала перфорации, спец. дыр, негерметичности. Таким образом, на э/колонну тах избыточное давление продавки действует лишь в подпакерной зоне.

Оборудуется устье скважины спец. промывочным и технологическим оборудованием (см. рисунок 7)

Опрессовывают пакер и спец. промывочный узел (превентор или промывочная головка) на давление опрессовки э/колонны. При герметичности э/колонны и спец. промывочного узла, снижают давление до 5-6 МПа (противодавление на пакер, во избежание его срыва; возврат в транспортное положение при проведении РИР).

Опрессовывают нагнетательную линию перед проведением РИР (во избежание разрыва коммуникаций).

Проверяют приемистость, которая должна составлять не менее 150 м<sup>3</sup>/сут, по результатам уточняют объём тампонажного материала.

Приготавливают и закачивают тампонажную смесь в скважину. Плотность смеси 1,6-1,9 г/см<sup>3</sup>. Используют буферные жидкости до и после тампонажно-изолирующего состава, во избежание смешивания тампонажной смеси с жидкостью, находящейся в скважине, что непосредственно влияет на качество тампонажной смеси и, соответственно, на конечный результат проводимой операции.

Продавливают тампонажную смесь продавочной жидкостью до верхних отверстий перфорации или негерметичности.

После этого скважина оставляется на ОЗЦ (ожидание застывания цемента) под конечным давлением продавки на 24-48 ч при температуре в скважине 40-90 °С.

В случае не продавливания расчетного объёма продавочной жидкости (давление «стоп» = 32 МПа), привести пакер в транспортное положение и вымыть остатки тампонажной смеси «обратной» промывкой (срезка), затем произвести подъём пакера на «безопасную» высоту (250-300 м от глубины первоначальной установки пакера). ОЗЦ проводить под давлением 5 МПа.

### **3.2.1 Подготовительные работы**

До проведения ремонтно-изоляционных работ на скважине проводится комплекс гидродинамических и геофизических исследований. Перед началом работ скважину заполняют жидкостью до устья. Плотность жидкости указывается в плане работ. Величина плотности жидкости зависит от пластового давления и категории скважины. Перед геофизическими исследованиями скважину шаблонируют.

На подготовленной к геофизическим исследованиям скважине определяют: источники обводнения, интервалы поступления воды, интенсивность притока вод, интервалы негерметичности обсадных колонн, отсутствие цементного кольца за обсадной колонной или нарушение его, динамический или статический уровни жидкости в скважине в интервале объекта разработки, привязка замеряемых параметров к разрезу. Объем геофизических исследований в каждом конкретном случае определяется геологической службой УПНП и ТКРС и «Заказчика».

Наряду с геофизическими методами для определения негерметичности эксплуатационной колонны применяются методы поинтервальной опрессовки эксплуатационной колонны с использованием пакера.

Поиск интервала (глубины) негерметичности эксплуатационной колонны осуществляется путем ее поинтервальной опрессовки с использованием пакера. Пакер спускают на НКТ диаметром 73 мм, распаковывают на заданной глубине, опрессовывают эксплуатационную колонну выше и ниже установки пакера. Пакер спускают ниже или поднимают выше в зависимости от того, какая часть колонны негерметична. Если при очередной опрессовке поглощение жидкости не наблюдается, то это указывает на негерметичность колонны в

интервале между последними двумя глубинами установки пакера.

После гидродинамических и геофизических исследований производят промывку скважины в объеме равном 1,5 – 2 объема эксплуатационной колонны с целью выравнивания раствора. Определяют приемистость изолируемого объекта, производят гидроиспытания колонны НКТ и пакера (если он установлен).

При приемистости более 500 м<sup>3</sup>/сут предварительно снижают интенсивность поглощения. Для снижения интенсивности поглощения тампонажного раствора используют высоковязкие или гелеобразные жидкости, которые закачивают в интервал поглощения. В качестве таких жидкостей применяют глинистый раствор, эмульсии, высокомолекулярные соединения углеводородов (типа гипана, полиакриламида, КМЦ), а также жидкости с нейтральными наполнителями. После их закачки вновь определяют приемистость. Если приемистость менее 500 м<sup>3</sup>/сут – проводят РИР, если больше – повторяют работы по снижению интенсивности поглощения.

Завершающей стадией подготовки к проведению РИР непосредственно на скважине является обвязка устья скважины (рисунок 7)

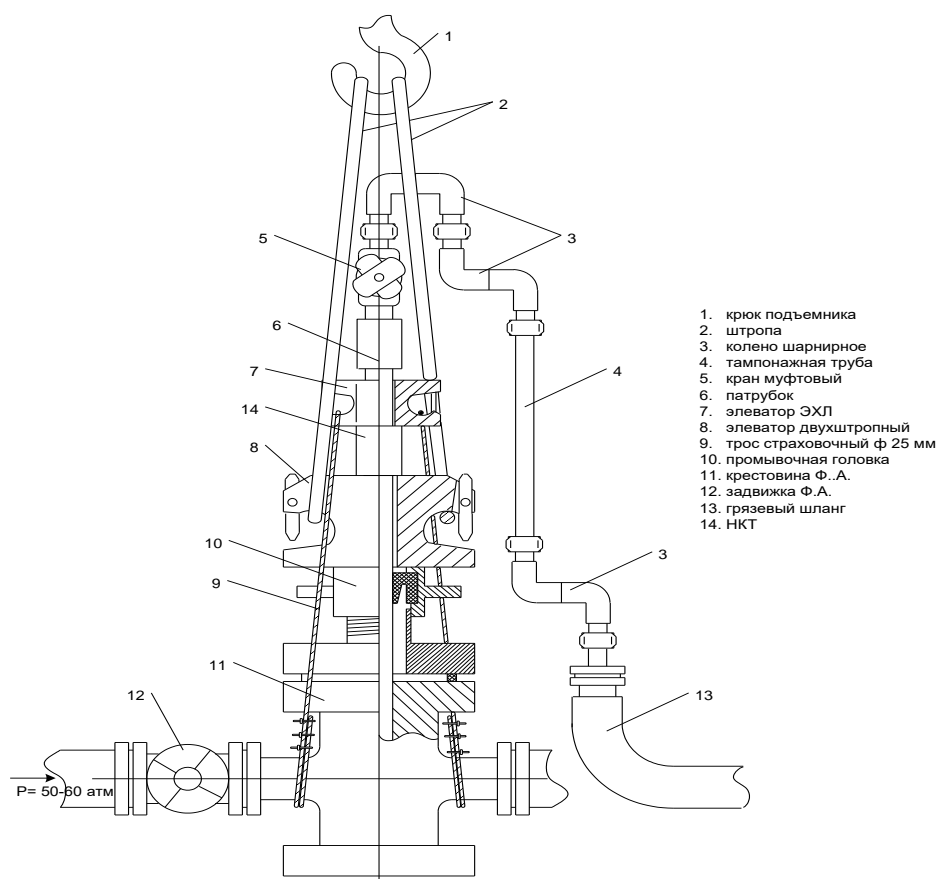


Рисунок 7 - Схема обвязки устья скважины при РИР с использованием пакера

и расстановка спец. техники (рисунок 8). Ниже представлена схема, разработанная специалистами УПНП и ТКРС и адаптированная практически ко

всем условиям тампонирувания.

Устройство обвязки устья скважины, содержит установленные на крестовине ФА с трубопроводами промывочное и цементирующее оборудование, узел крепления НКТ, колонна НКТ зафиксированная профильным резиновым уплотнением между фланцем и крышкой в промывочной головке, а также размещенные внутри два соосных элеватора. Элеваторы ЭХЛ установлены своими «верхними» торцами друг к другу, с обратным знаком приложения осевой нагрузки, при этом верхний элеватор зафиксирован тросом к корпусу крестовины, а нижний элеватор зафиксирован штропами к крюку подъёмника. Колонна НКТ «верхним» торцом через кран высокого давления соединена с тампонажной трубой, выполненной из подвижных секций, в виде шарнирных колен, сообщенных с массопроводом подачи цемента.

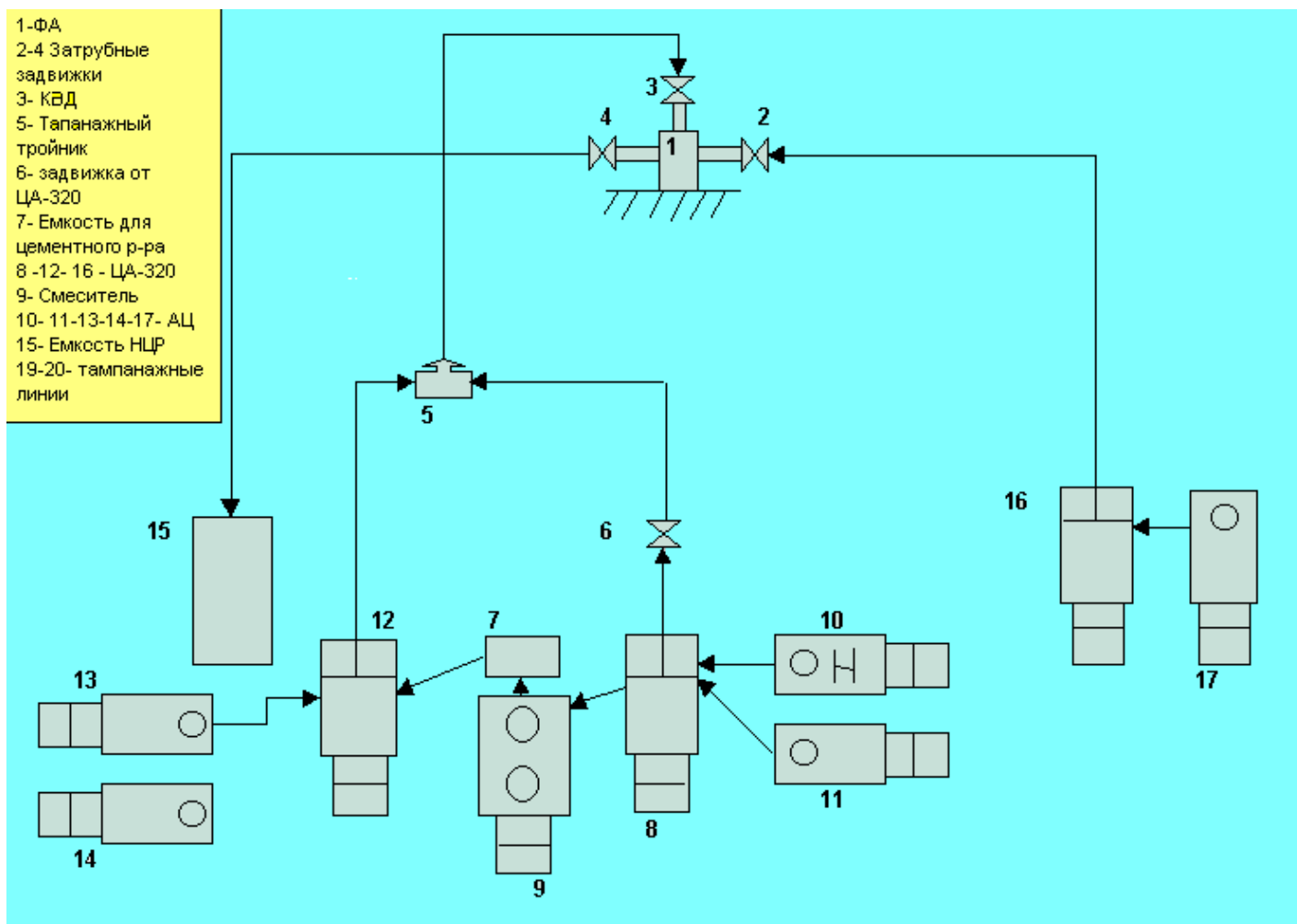


Рисунок 8 - Расстановка спец. техники при проведении РИР

### 3.2.2 Подготовка НКТ перед спуском под проведение ремонтно-изоляционных работ

Резьбовые соединения и состояние муфт НКТ перед спуском в скважину тщательно проверяются.

Замер НКТ производится на мостках металлической рулеткой, а результаты

замера заносятся в ведомость НКТ по порядку спуска.

Проходное отверстие определяется стандартным шаблоном, пропускаемым через НКТ при подъеме очередной трубы с мостков для спуска в скважину. Если шаблон не проходит через НКТ, то труба отбраковывается.

При ремонтно-изоляционных работах используются технологические НКТ, ранее опрессованные на давление не менее 300 атм.

### **3.2.3 Технология проведения ремонтно-изоляционных работ**

Технология РИР определяет условия и порядок закачивания рабочих растворов, тампонажных материалов в скважину и продавливания его в изолируемый интервал, расположение насосно-компрессорных труб (НКТ) по отношению к изолируемому интервалу, применения пакера, проведения контрольной срезки и т.д. Технология РИР представляет собой перечень основных операций при проведении ремонтных работ в строгой технологической последовательности их выполнения с указанием применяемого оборудования, инструмента и режима закачивания и продавливания рабочих растворов (объем, скорость, давление), времени ожидания твердения, полимеризации после их продавливания и т.д. Одни и те же методы, изоляционные материалы и технологические схемы можно использовать при проведении различных видов РИР в разных скважинах.

Метод изоляционных работ тампонажных материалов, конструкция разобщающего устройства, технологическая схема и сама технология проведения РИР взаимно обуславливают и определяют друг друга.

В каждом отдельном случае их следует выбирать с учетом большого комплекса показателей: вида проводимых РИР, геолого-физических и гидродинамических особенностей продуктивного пласта, пласта-обводнителя и разряда скважин, ее технического состояния и гидродинамической обстановки в ней, существующего опыта РИР на данном предприятии, оснащенности техникой, материалами и т.д.

К основным параметрам технологии РИР относятся объем закачиваемого раствора тампонажного материала, давления, скорость закачивания, свойства жидкости для глушения скважины.

Объем рабочего раствора зависит от геологической и гидродинамической характеристики пласта, свойства применяемого раствора тампонажного материала и поставленной перед РИР цели.

Давление закачки при использовании пакера (без последнего в настоящее время РИР не проводится) давление закачки определяется величиной давления опрессовки НКТ и устьевого оборудования, а также возможностями насосных агрегатов.

Скорость закачивания выбирается из расчета, чтобы время закачки тампонажного раствора за обсадную колонну от начала его затворения было меньше времени, в течение которого приготовленный тампонажный раствор становится непрокачиваемым.

Плотность жидкости глушения скважин должна обеспечивать при



проведении РИР необходимое противодействие на пласт, исключаящее открытое фонтанирование. Свойства жидкости не должны загрязнять призабойную зону пласта.

Обоснование рецептуры рабочих растворов тампонажных материалов, технологических добавок, а также добавок ускорителей или замедлителей схватывания, производится с учетом температурных изменений в скважинах в процессе проведения РИР.

Время закачки, продавки, при необходимости срезки и подъема НКТ выше глубины срезки не должно превышать 75% времени начала схватывания тампонажного материала, выбранной рецептуры в лабораторных условиях.

Для предотвращения образования высоковязких плохопрокачиваемых быстросхватываемых смесей на границах раздела тампонажный раствор, раствор продавки или жидкость глушения следует применять буферную жидкость.

В качестве буферной жидкости для тампонажных растворов, приготовленных на воде, применяют пресную воду, для тампонажных растворов, приготовленных на основе углеводородов (например НЦР), применяют нефть. Объем буферной жидкости обычно не должен быть менее объема 50 м. труб, по которым ведется прокачка тампонажного раствора.

Из описанных методов в настоящее время передовым является тампонирование из-под пакера, поэтому 90% проводимых операций в УПНП и ТКРС проводится именно так. Проведение РИР осуществляется ответственным ИТР цеха по утвержденному главным геологом и главным инженером УПНП и ТКРС технологическому плану работ.

### **3.2.4 Технические средства и оборудование, применяемые при РИР и их краткие технические характеристики**

Пакер - позволяет проводить раздельное испытание различных горизонтов на притоки нефти, газа или воды как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах. Пакер применяется также и при раздельной эксплуатации двух горизонтов. Пакер представляет собой резиновый армированный брезентом манжет, расширяющийся в скважине при нажиме колонной вышерасположенных труб.

Пакера:

- извлекаемые (рисунок 9)
- неизвлекаемые, разбуриваемые (рисунок 10)

Пакер устанавливается выше объекта, на который проводится обработка, и позволяет исключить гидравлическое воздействие на всю эксплуатационную колонну. Без пакера в настоящее время РИР не проводится, т.к. гидравлические нагрузки во время проведения работ в 2-3 раза превышают давления опрессовки эксплуатационной колонны.

Цементируемые агрегаты.

При РИР цементируемые агрегаты используются для приготовления, закачивания и продавливания тампонажных растворов в скважину, а также для промывки скважин и опрессовки труб и оборудования. В основном применяются

цементировочные агрегаты ЦА-320М и ЦА-400А с насосами высокого давления соответственно 9 т и 11 т.

Кроме того, при прокачках и продавливании тампонажного раствора при давлении свыше 400атм. применяется насосный агрегат 4АН-700.

Цементносмесительные машины 2 СМ-20, СМ-4М.

Цементносмесительные машины для транспортирования сухих тампонажных материалов и механизированного приготовления тампонажных растворов. Цементировочная машина 2СМН-20 рассчитаны на приготовление тампонажного раствора и перевозку 9т сухого материала с последующей догрузкой до 20т после установки машины на откидные домкраты.

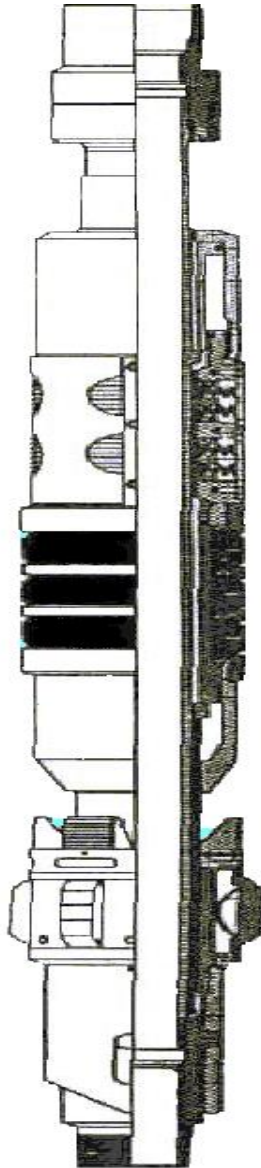


Рисунок 9 -  
Извлекаемый пакер «Омегаматик»

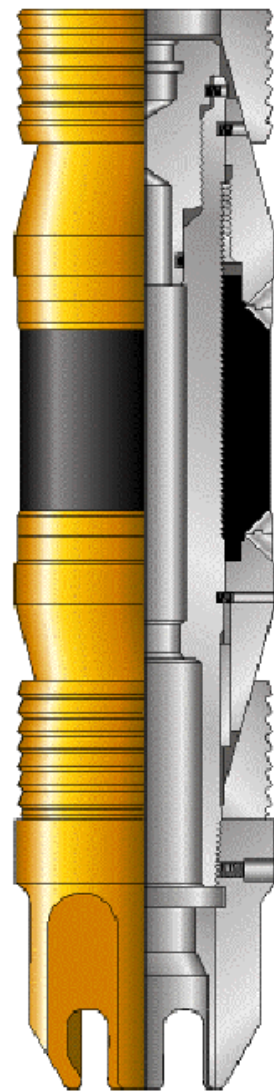


Рисунок 10 -  
Неизвлекаемый (разбуриваемый)  
пакер-ретенер

Автоцистерны АЦН-10, 4ЦР.

Автоцистерны предназначены для транспортирования продавочных жидкостей, технической воды и других жидкостей.

### **3.2.5 Заключительные работы**

После окончания физико-химических процессов по превращению тампонажного раствора в твердое или гелеобразное вещество определяют место фактического нахождения установленного моста спуском НКТ с промывкой. Если мост оказался выше запланированной глубины, его разбуривают, если ниже, то проводят повторную заливку.

Установленный на запланированной глубине мост опрессовывают на указанное в плане давление. Если мост не выдерживает запланированного давления, производят дополнительную изоляцию под давлением.

После РИР по исправлению некачественного цементного кольца, наращивание цементного кольца за эксплуатационной колонной и кондуктором качество изоляционных работ оценивают с помощью геофизических и гидродинамических методов. Проводят исследовательские работы в скважине. По результатам исследования решают вопрос об окончании или повторном проведении РИР.

По результатам РИР на скважине ответственным представителем ЦКРС совместно с мастером бригады составляется акт на проведение изоляционных работ с указанием всех параметров тампонажного раствора, время проведения операции и давление при закачке и продавки.

### **3.3 Ликвидация водопритока и установка водоизолирующего экрана в отдельных частях пласта**

Изоляция зон обводнившихся участков продуктивного пласта (рисунок 11) проводится из э/колонны, заполненной однородной жидкостью по составу и плотности 1,02-1,3 г/см<sup>3</sup>, созданием цементного экрана. Перед началом работ, при необходимости, на скважине добываются приемистости более 150 м<sup>3</sup>/сут и в зависимости от полученных результатов определяют объем затворения тампонирующих материалов. Работы проводят на опрессованных НКТ при Р=15-32 МПа. Для исключения воздействия избыточных давлений на э/колонну в компоновку включают пакер с хвостовиком длиной 20-50 метров от среза хвостовика до интервала перфорации. Оптимальный объем жидкости под хвостовиком установлен экспериментальным и практическим путем для описываемых характеристик смесей. Готовят с использованием смесительно-осреднительной техники и закачивают в подпакерную зону между двумя буферными слоями на углеводородной основе смесь следующего состава: углеводородное топливо 30-45%, полимер 0,05-0,1%, ПАВ 0,1-0,3%, цемент марки «Г» растекаемостью—22-24 см остальное продавливают при давлении до 32 МПа и выдерживают в течение 36-48 часов при температуре 40-75 0С, после чего стравливают давление в НКТ до атмосферного, производят распаковку, поднимают пакер. Затем спускают винтовой забойный двигатель с долотом, прорабатывают интервал перфорации и поднимают двигатель. Далее производят перфорацию нефтяных интервалов залежи и освоение методом свабирования.

Нефтецементные растворы (в дальнейшем НЦР) широко используются для изоляции притока пластовых вод. Они обладают широкими реологическими показателями и свойствами селективной изоляции.

НЦР не схватываются до тех пор, пока не вступят в контакт с водой, сохраняя при этом свою подвижность, что обеспечивает более высокую проникающую способность по сравнению с водными тампонажными растворами.

В применяемой технологии цемент затворен на углеводородной жидкости, состав которой выбирается в зависимости от геологических параметров пласта и моделирования условий обработки (нефть, дизтопливо, бензин, газолин и др.). В данный состав также добавляется ПАВ, которые улучшают условия смешения с углеводородной жидкостью и получения однородной смеси. Взаимодействуя с минимальным количеством воды в каналах и трещинах пласта, НЦР образует плотный и прочный цементный камень, блокируя пути, по которым поступает пластовая вода.

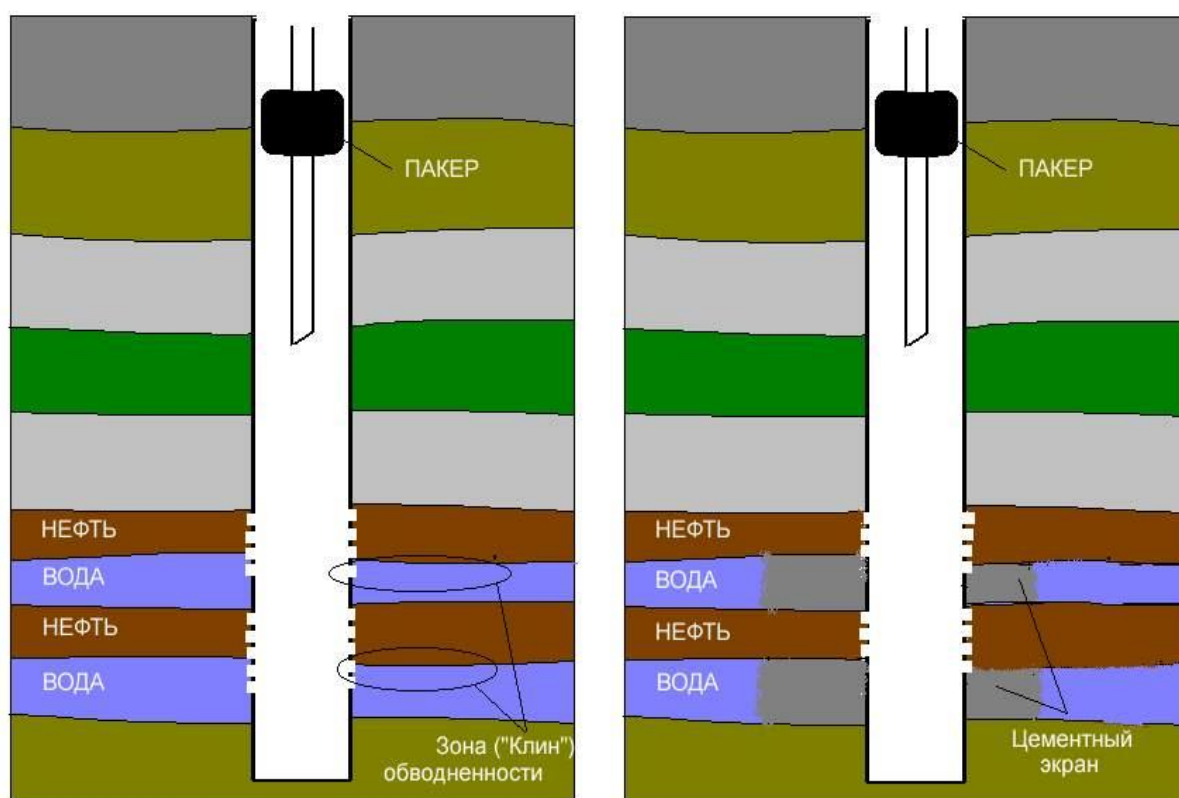


Рисунок 11 - РИР по ограничению водопритока, закачкой нефтецементного раствора.

НЦР готовят смешиванием расчетного количества углеводородной жидкости с растворенным в ней ПАВ, сухим цементом перемешиванием раствора в осреднительной емкости. Процентное соотношение выбирается исходя из конкретных геолого-технических условий пласта.

Для исключения контакта НЦР с промывочными жидкостями его отделяют буферными жидкостями. Применение пакера позволяет расширить условия, которые накладываются начальной приемистостью и давлением опрессовки эксплуатационной колонны.

Ликвидация притока воды также осуществляется при помощи пакера-ретенера, одна из разновидностей технологий представлена на рисунке 12. Комбинация технологии установки песчанного моста с использованием ретенера привлекательна тем, что сохраняются коллекторские свойства нижних горизонтов и обеспечивается безаварийность ведения ремонтных работ.

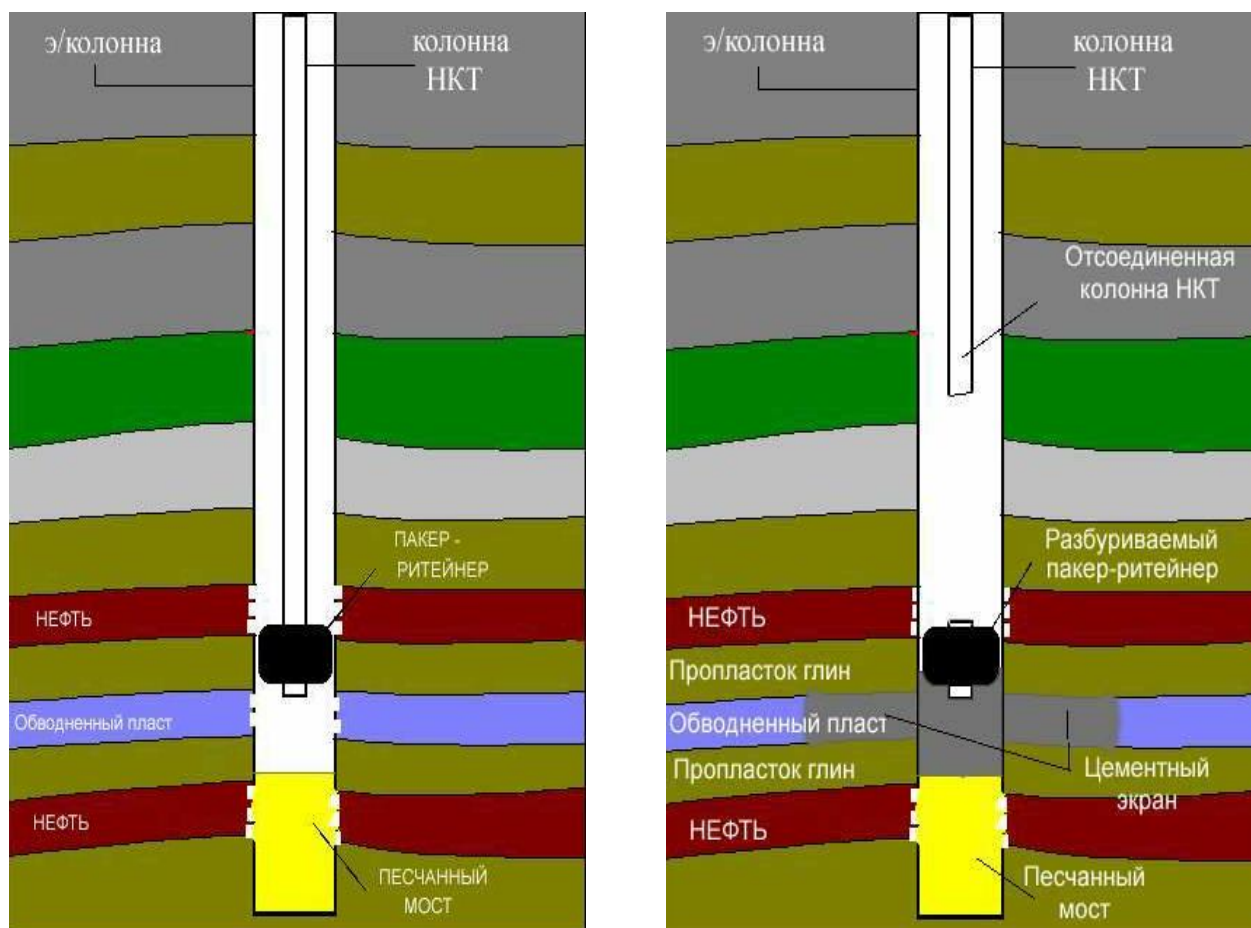


Рисунок 12 - РИР по ограничению водопритока с применением пакера-ретенера и установкой песчаного моста.

### 3.4 Ликвидация заколонных перетоков из верхних и нижних пластов и установка водоизолирующего экрана в подошвенной части пласта

В практике проведения нефтеразведочных работ на месторождениях в последнее время часто встречаются продуктивные пласты, вызов притока из которых, их исследование и эксплуатация представляют определенные трудности. Испытание таких пластов приводит, как правило, к получению двухфазных притоков с опережающим движением воды из пласта, которая может быть представлена двумя видами: заколонными перетоками жидкости из нижних пластов, заколонными перетоками из верхних пластов (рисунок 13).

Ликвидация зон межпластовых перетоков проводится из э/колонны заполненной однородной жидкостью по составу и плотности  $1,02-1,23 \text{ г/см}^3$  заполнением промытого пространства тампонажным составом. Перед началом работ, при необходимости, на скважине добываются приемыстости более  $150 \text{ м}^3/\text{сут}$  и в зависимости от полученных результатов определяют объем затворения



тампонирующих материалов. Работы проводят на опрессованной НКТ при давлении 10-32 МПа. Для исключения воздействия избыточного давления на э/колонне в компоновку НКТ включают пакер с хвостовиком длиной 20-50 метров от среза хвостовика до интервала перфорации. Оптимальный объем жидкости под хвостовиком установлен экспериментальным и практическим путем для описываемых характеристик смесей. Готовят с использованием смесительно-осреднительной техники и закачивают в подпакерную зону между буферными слоями, обработанными 0,1-0,5% ПАВом смесь следующего состава: пресная вода 45-50%, полимер 0,3-0,5%, пластификатор 0,1-0,5%, асбест хризотилковый 0,3-0,5%, цемент марки «Г» растекаемостью 20-22 см остальное продавливают при давлении до 32 МПа до интервала перфорации и выдерживают в течение 20-36 часов при температуре 40-75 °С, после чего стравливают давление в НКТ до атмосферного, производят распаковку, поднимают пакер. Затем спускают винтовой забойный двигатель, разбуривают цементный стакан в интервале перфорации, поднимают двигатель. Проводят ГИС по определению качества цементирования, перфорируют нефтяную часть пласта и осваивают скважину методом свабирования.

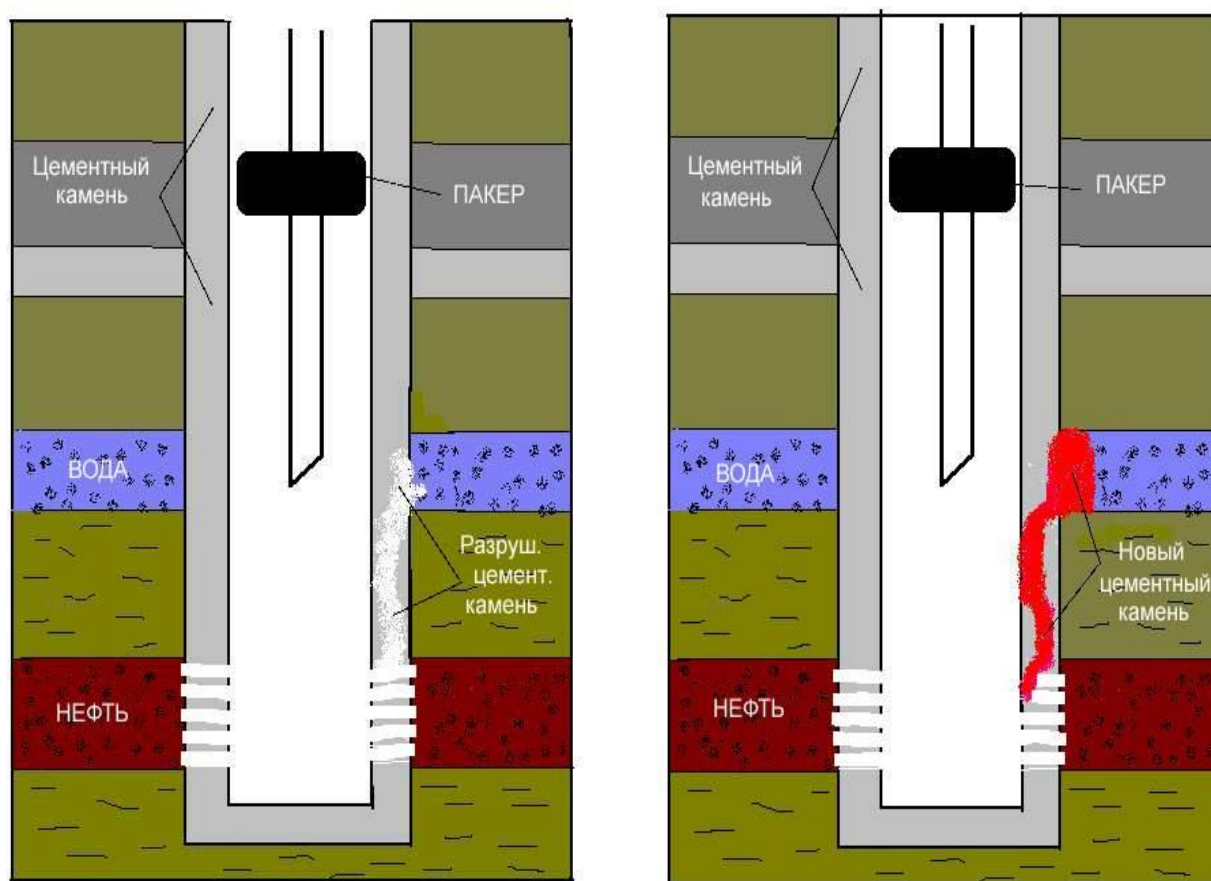


Рисунок 13 - РИР по ликвидации заколонной циркуляции «сверху»

Как было сказано выше, заколонные перетоки бывают как из нижележащих, так и из вышележащих, а также ликвидируются при помощи как извлекаемых, так и неизвлекаемых пакеров (пакер-ретейнер)

Ликвидация притока воды из вышерасположенных пластов по заколонному

пространству при помощи пакера-ретенера осуществляется как представлено на рисунке 14.

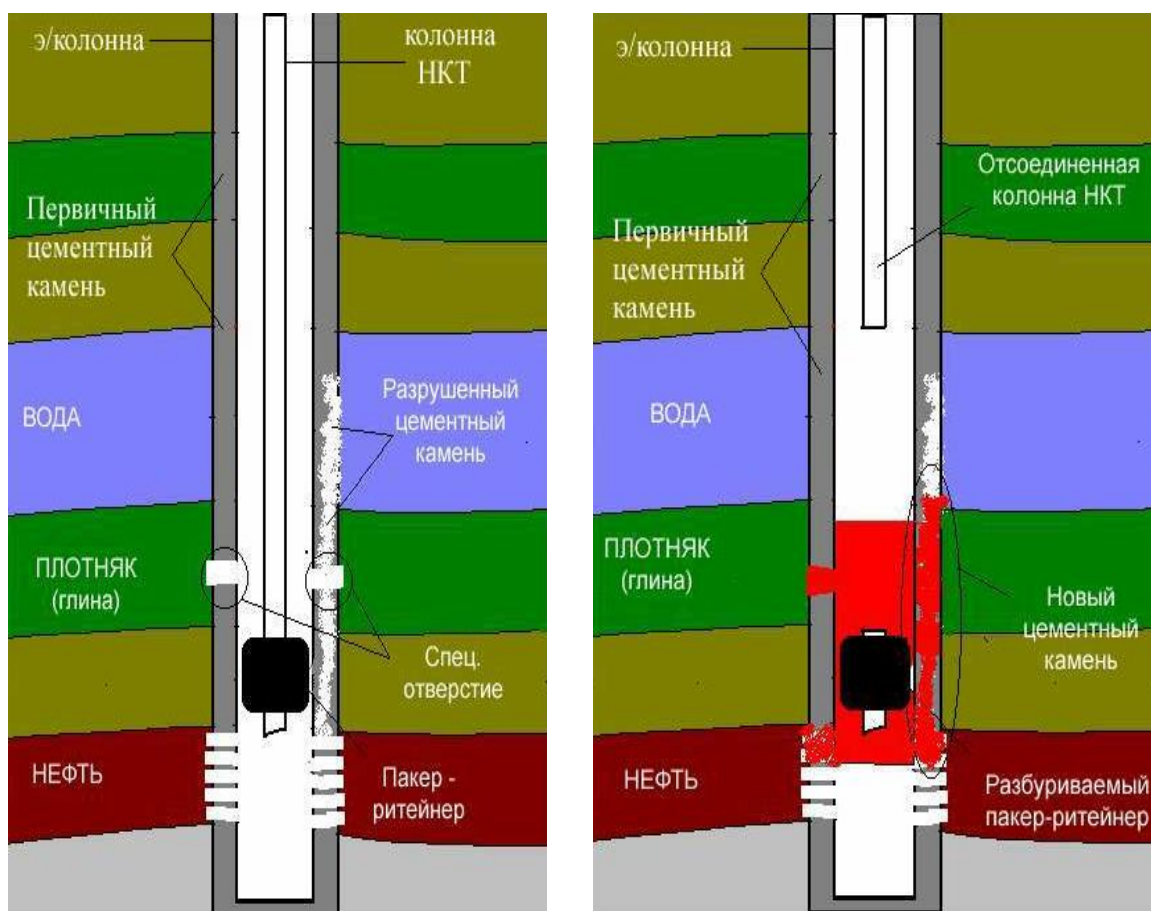


Рисунок 14 - РИР по ликвидации заколонной циркуляции с применением пакера-ретенера.

### 3.5 Ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны с установкой блокад-экрана

Ликвидация интервала негерметичности (см. рисунок 15) проводится из э/колонны, заполненной однородной жидкостью по составу и плотности 1,02-1,18 г/см<sup>3</sup>, установкой водоизолирующего экрана из силиката или метасиликата натрия с докреплением цементным или асбоцементным раствором. Перед началом работ, при необходимости, на скважине добиваются приемистости более 150 м<sup>3</sup>/сут и в зависимости от полученных результатов определяют тампонажный материал и объемы закачки. Работы проводят на опрессованных НКТ при Р=10-32 МПа. Для исключения воздействия избыточного давления на э/колонну устанавливается цементный мост. Кровля цементного моста должна находиться ниже интервала негерметичности на расстоянии, равном расстоянию от негерметичности до среза хвостовика. В компоновку НКТ включены пакер с хвостовиком длиной 20-50 метров от среза хвостовика до интервала негерметичности. Оптимальный объем жидкости под хвостовиком установлен экспериментальным и практическим путем для описываемых характеристик смесей. Готовят с использованием смесительно-осреднительной техники и

закачивают в подпакерную зону между отвердителем и двумя буферными слоями смесь следующего состава: силикат или метасиликат натрия 30%, пресная вода 45-50%, полимер 0,3-0,5%, пластификатор 0,1-0,5%, асбест хризотилковый 3-5%, цемент марки «Г» растекаемостью 20-22 см остальное продавливают в интервал негерметичности при давлении до 32 МПа и выдерживают в течение 24-36 часов, после чего стравливают давление в НКТ до атмосферного, производят распаковку, поднимают пакер. Затем спускают винтовой забойный двигатель с долотом, разбуривают интервал негерметичности и опрессовывают скважину снижением уровня, затем разбуривают отсекающий мост, поднимают забойный двигатель. Далее проводят освоение скважины методом свабирования.

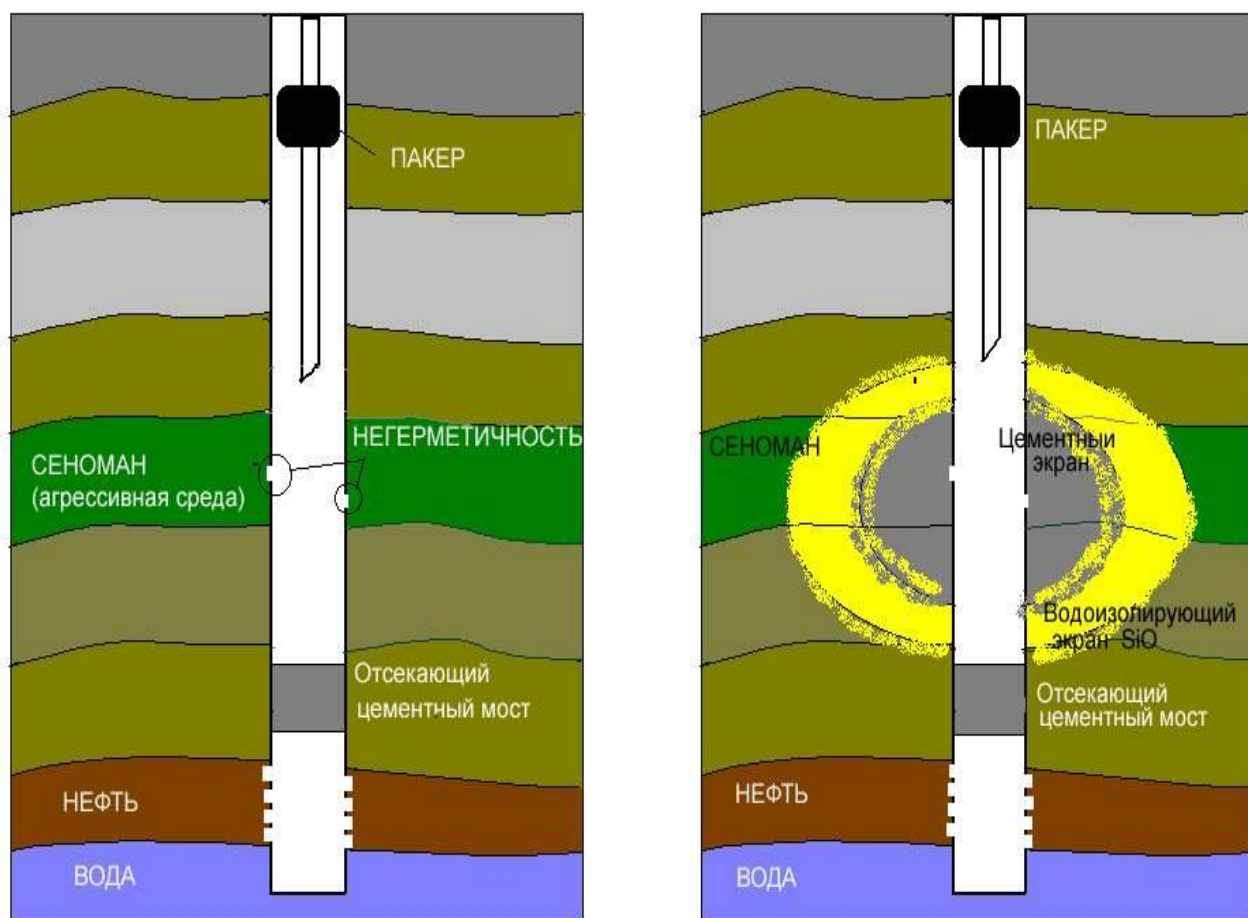


Рисунок 15 - Ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны с установкой блокад-экрана.

Тенденция в эффективности ликвидации негерметичности явилась следствием глубокого анализа существующих проблем и требующих незамедлительного решения. Изучение научных трудов, опыта ведения работ, передовыми зарубежными фирмами и отечественными разработчиками, позволяет выделять основные направления поиска и внедрения новых технологий, материалов и оборудования.

1. Внедрение пакеров позволило значительно увеличить объемы закачки тампонирующих материалов.
2. Хризотил-асбестовый наполнитель для цементных растворов, за счет



своей волокнистой структуры, повысил тампонирующую способность растворов с одновременным снижением его удельного веса, что немаловажно при ликвидации негерметичных интервалов э/колонны с катастрофической приемистостью.

3. Разработка собственной, уникальной технологии установки водоизолирующего экрана позволило решить проблему изоляции негерметичности э/колонн в интервале залегания агрессивных минерализованных сеноманских вод, осложненной катастрофическим поглощением промывочной жидкости и цементного раствора.

Наработанный ранее опыт по использованию материалов (жидкое стекло, метасиликат натрия, хризатил - асбест и др.) и новых технологий, таких как закачка на пакере блокад-экранов из глинистых композиций на углеводородной основе, с последующим докреплением асбестоцементным раствором, позволил выработать наиболее эффективную технологию применения данных материалов и добиться высокой эффективности ремонтно-изоляционных работ в настоящий момент.

Немаловажную роль в повышении эффективности РИР играет также правильный выбор технологии РИР с реальной оценкой возможностей тампонажных материалов.

В результате такого многопланового подхода к решению поставленных задач произошло значительное снижение количества проведенных операций на ремонт одной скважины и как следствие сокращение сроков ремонта и затрат на него.

Необходимо также отметить такой важный показатель как продолжительность эффекта после проведения ремонтно-изоляционных работ, которая возросла на 51%.

## **4 Безопасность и экологичность**

Целью данного раздела является рассмотрение нормативно-правовой документации, регламентирующей безопасное ведение работ на предприятиях нефтяной и газовой промышленности, направленных на минимизацию вредных воздействий на экосистему с учетом особенностей природной и геологической среды.

В настоящее время из-за вмешательства человека изменяются свойства и состав литосферы, повышается запыленность атмосферы, её нижние слои насыщаются вредными для живых организмов веществами, а загрязнение вод делают эту среду несовместимой с жизнью морских организмов.

Одной из основных причин, отрицательно воздействующих на окружающую среду, является добыча углеводородов, которые представляют собой серьезную угрозу для жизни человека, флоры и фауны. Для России, одного из мировых лидеров по нефтедобыче, экологические проблемы стоят наиболее остро.

### **4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

Целью сооружения нефтяных и газовых скважин является достижение залежей углеводородов в земных недрах и получение промышленного притока. Все работы на завершающем этапе объединяют единым термином «заканчивание скважин», основным технологическим процессом которого является бурение ствола скважины.

Деятельность оператора буровой установки связана с техническим обслуживанием установки, контролем за процессом бурения, планированием и расчетом траектории бурения. Все процессы проводятся непосредственно на буровой.

Оператором осуществляется обслуживание сосудов, работающих под давлением, с применением вредных и опасных веществ, пара и горячей воды, воздействием электрического тока.

К вредным факторам при выполнении работ относятся: пониженная температура воздуха; повышенная загазованность воздуха рабочей зоны при проведении газоопасных работ; повышенный уровень шума; физические и нервно-психические перегрузки (напряженность труда).

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда [1].

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на Ванкорском месторождении, представлены в таблице 18 [1].

Таблица 18 – Основные опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
Работы в охранных зонах промышленных и технологических трубопроводов (использование тяжелой строительной техники)	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; возгорание углеводородов; разрыв газопровода; обрыв ЛЭП.
Огневые работы	Термический ожог; возгорание горючих материалов.	Разрыв газопровода; разлетающиеся вращающиеся осколки; возгорание углеводородов.
Земляные работы	Эквивалентный уровень шума превышающий ПДК; Вибрация.	Обрушение стенок откосов; Потеря несущей способности грунта; обрыв ЛЭП;
Сварочные работы	Повышенный уровень инфракрасного и ультрафиолетового излучения; сварочные аэрозоли; Опасный уровень напряжения в электрической цепи.	Поражение электротоком; воспламенение загазованной среды; Потеря остойчивости металлоконструкций; падение предметов с высоты.
Погрузочно-разгрузочные работы стреловыми кранами	Пониженная температура воздуха на рабочем месте	Обрыв стальных канатов, ГЗП; Опрокидывание ГПМ; Разрушение металлоконструкций крана.
Радиографический и ультразвуковой контроль стыков	Радационное излучение	Расположение рабочего места на расстоянии менее 2 м от перепада по высоте 1,3 м и более (падение, обрушение стенки траншеи)

Наиболее опасной аварийной ситуацией является взрыв газовой смеси, к которому может привести нарушение технологического процесса или износ оборудования.

Аварии, связанные с разливом нефти, увеличивают содержание вредных компонентов в атмосфере из-за выбросов нефти и повышения содержания диоксида углерода при горении нефти.

#### 4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке месторождения.

Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

Климат месторождений Восточной Сибири преимущественно резко континентальный. Территории находятся в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличаются продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся в пределах 60°-70° с.ш., составляет –10°С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой –26°С, в отдельные дни температура воздуха опускается до –57°С. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с [1].

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

Приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку.

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20°С [3].

#### **4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования**

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300м<sup>2</sup>, непосредственно на буровой нефтяной вышке высотой 41м.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2м<sup>2</sup> на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18м<sup>2</sup>.

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м<sup>2</sup> на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м<sup>2</sup>.

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной, домашней и специальной одежды [2].

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 80 дБ.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ должны быть обозначены знаками безопасности [17].

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 19 [6].

Таблица 19 – Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению

Рабочие места, подлежащие освещению	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещенности, лк	Рекомендуемая освещенность, лк
Роторный стол	II	На ногах вышки на высоте 4 м под углом 45-50°. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 45-50° к вертикали	40	200
Щит КИП	I	Перед приборами	50	220
Полы верхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола полостей под углом не менее 50°	25	150
Путь талевого блока	IV	На лестничных площадках, под углом не менее 65-70°	13	80
Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
Приемный мост	IV	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	13	80
Редукторное помещение	II	На высоте не менее 6 м	30	200
Насосное помещение	II	На высоте не менее 3 м	25	200
Глиномешалки	III	На высоте не менее 3 м	26	200
Превентор	III	Под полом буровой	26	200
Площадка горюче-смазочных материалов и инструментов	V	На высоте не менее 3 м	10	50
Желобная система	V	На высоте не менее 3 м. На всем протяжении желобов	10	50

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении [7].

Каждый оператор должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.).

При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами [8].

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками [6].

#### 4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Химические вещества, применяемые в процессе бурения и добычи, имеют различные свойства. Тяжесть и глубина их действия на организм человека

зависит от вида веществ и их физико-химических свойств. Характеристики вредных веществ представлены в таблице 20 [9].

Таблица 20 - Характеристики вредных веществ при бурении и добыче

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Нефть	10	3
Углеводороды предельные C1-C10	300	4
СО	20	4
ПАВы (сульфанол, детергент и др.)	3	4
Полимеры и сополимеры на основе ПАН (гипан, метас)	10	3
ПАА (полиакриламид), Кем-Пас, Поли КемД	10	3
ДК-дрилл, сайпан	2	4
Сажа	4	3

Почти все вещества, вредные для организма применяются в современной технологии добычи нефти и газа. При этом они оказывают обще токсическое, раздражающее, канцерогенное и мутагенное действие на человека, представляя по этой причине опасность для его здоровья и жизни

Сырая нефть вызывает экземы и дерматиты при соприкосновении с кожей человека.

Двуокись углерода является бесцветным, тяжелым и мало реакционным газом, который вызывает сильное наркотическое отравление при содержании в воздухе 10%.

Детергенты, к которым относятся ПАВы, вызывают в основном нарушение газообмена между водоемами и атмосферой. Их ПДК в питьевой воде может составлять не более 500 мг/м<sup>3</sup>.

Природный газ главную опасность может представлять недостатком кислорода, которая возникает при большом количестве в воздухе метана, когда давление и удельное сопротивление кислорода резко уменьшается.

Пары бензина поступают в организм человека через дыхательные пути вместе с воздухом, после чего усваивается в кровь. Результатом данного вида отравления является разрушение нервной системы, отравление бензином наступает при концентрации его паров в воздухе 0,005-0,01 мг/м<sup>3</sup>.

Оксид углерода является бесцветным газом без вкуса и запаха. ПДК окиси углерода в воздухе 20 мг/м<sup>3</sup>. При концентрации 1800 мг/м<sup>3</sup> может наступить тяжелое отравление, а при 3600 мг/м<sup>3</sup> - смерть [9].

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ [9].

Защита технологического оборудования и электроустановок от атмосферных перенапряжений осуществляется буровой вышкой (стержневой молниеотвод высотой 53 м). При размещении буровой на ровной площадке, практически все привышечные сооружения, имеющие высоту не более 7 м и

расположенные в радиусе до 40 м от устья скважин, защищены буровой вышкой от прямого попадания молний.

Защита питающей высоковольтной линии электропередачи от атмосферных перенапряжений осуществляется для ДЭП-35 кВ и выше – трубными разрядниками и подвеской защитного тока. Категория молниезащиты – II. Защищаются все сооружения в радиусе 74 м. Тип зоны – Б (95% надежности) [12].

#### 4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II.

По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II [1].

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

В Таблице 21 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ [1].

Таблица 21 Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup> в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Уровень взрывозащиты оборудования – “Gc” (повышенный), знак взрывозащиты вида “е” – повышенная взрывозащита [7].

Система пожарной сигнализации предназначена для автоматического обнаружения пожара, подачи управляющих сигналов на технические средства оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией, на приборы управления автоматическими установками пожаротушения, инженерным и технологическим оборудованием. На рабочей площадке установлена автоматическая система пожарной сигнализации, оборудованная независимыми ручными пожарными

извещателями на расстоянии через каждые 50 м [7].

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком,  $V = 0,5 \text{ м}^3$  – 4 шт.;
- ящик с песком,  $V = 1 \text{ м}^3$  – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт [7].
- Противопожарный инвентарь должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению.

#### 4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 22.

Таблица 22 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения
Прорывы, разливы нефти	- выброс газа и разлив нефти - загрязнение окружающей среды
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	- выброс газа и розлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Бурение скважины происходит круглосуточно. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

На территории всего месторождения имеются источники для образования вторичных факторов поражения, которыми являются склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.



Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

#### **4.7 Экологичность проекта**

Обустройство месторождения связано со строительством промышленных и транспортных сооружений, строительством дорог, ЛЭП, поселков, что влечет за собой в целом площадной характер нарушения растительного и почвенного покрова, срезки микрорельефа, нарушения поверхностного стока.

Главным мероприятием, позволяющим значительно сократить отводы земель под бурение и обустройство скважин и обеспечить снижение затрат, связанных с отводом земель, является применение кустовых методов строительства скважин и горизонтального бурения. Кроме экономии плодородных земель, сокращается протяженность коммуникаций и дорог, подводимых к скважинам, и повышается эффективность их обслуживания.

При проектировании и строительстве предусмотрены мероприятия, обеспечивающие снижение воздействия на животный мир: минимальное отчуждение земель для сохранения условий обитания животных и птиц; проведение строительных работ в зимний период, что значительно снижает воздействие на орнитофауну в целом; комплексная автоматизация объектов добычи, сбора, транспорта углеводородов, создание на базе АСУ ТП малолюдной и безлюдной технологий; оборудование водозаборных устройств рыбозащитными сетками; уборка остатков материалов, конструкций и строительного мусора по завершении строительства; хранение нефтепродуктов в герметичных емкостях.

К основным мерам охраны окружающей среды от воздействия отходов производства и потребления относятся: применение малоотходной технологии бурения скважин, обезвреживание и экологически безопасное захоронение отходов; строительство дренажных емкостей для сбора отходов; сбор и утилизация промышленных отходов.

Складирование отходов строительства и обустройства скважины следует осуществлять на площадках и в накопителях, исключающих загрязнение окружающей среды.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сделан обзор геологического строения и нефтенасыщенности продуктивных пластов, а также конкретизированы и рассмотрены пласты Ванкорского месторождения.

В процессе работы была решена поставленная задача: изучено геологическое строение месторождения, рассмотрено текущее состояние разработки этого объекта, подробно представлены используемые в настоящее время технологии изоляции водопритока в скважины, проведен анализ применяемых технологий на Ванкорском месторождении, а также проработаны вопросы истории разработки месторождения, охраны труда и окружающей среды.

Проведенная работа подтверждает, что существующие в настоящее время методы ограничения водопритока в скважины, по технологиям активно применяемым УПНП и ТКРС, позволяют эффективно бороться с обводненностью продукции, стабилизировать и увеличивать добычу нефти, и в целом продлить «жизнь» скважин.

Следует отметить, что используемые технологии являются принципиальной основой для более сложных, комбинированных систем ведения ремонтно-изоляционных работ в скважинах. Способ дальнейшего достижения проектного коэффициента нефтеотдачи видится в применении различных физических и химических методов интенсификации добычи нефти, а также применения новейших систем контроля за проведением технологических операций при ремонте скважин.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

РИР – ремонтно-изоляционные работы;  
ИНЗ – истощенные нефтяные залежи;  
КИН – коэффициент извлечения нефти;  
ЛУ – лицензионный участок;  
НПС – нефтеперекачивающая станция;  
ЦКР – Центральная комиссия по разработке месторождений полезных ископаемых;  
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;  
ЕНЭС – Единая национальная электрическая сеть;  
ЦПС – центральный пункт сбора;  
ГТЭС – газотурбинная электростанция;  
ЭЦН – электроцентробежный насос;  
ГТМ – геолого-технические мероприятия;  
ГИС – геофизические исследования скважин;  
ППД – поддержание пластового давления;  
ВНК – водонефтяной контакт;  
ЭЗ – элемент заводнения;  
ВНФ – водонефтяной фактор;  
НИЗ – начальные извлекаемые запасы;  
КРС – капитальный ремонт скважин;  
ЭК – эксплуатационная колонна;  
ОЗЦ – ожидание застывания цемента;  
ГРП – гидроразрыв пласта;  
ПЗП – призабойная зона пласта;  
ПАВ – поверхностно-активные вещества;  
НПЦ – научно-производственный центр;  
ТКРС – текущий и капитальный ремонт скважин;  
УПНП – управление по повышению нефтеотдачи пластов;  
НКТ – насосно-компрессорные трубы;  
НЦР – нефтецементные растворы.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс]. / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016
2. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть
3. СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
4. СНиП 2.09.04-87 «Административные и бытовые здания"»
5. ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Метод измерения освещенности.
6. Руководство 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 29 июля 2005 г.).
7. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
8. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
9. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
10. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013.
11. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
12. СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».
13. СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».
14. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждёнными постановлением Госгортехнадзора РФ от 5

июня 2003 г. № 56

15. (ПУЭ-7), Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ), Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ) и др.

16. ПУЭ Глава 7.3 и федеральному закону от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"

17. ГОСТ 12.1.003-83 Допустимые уровни шумов в производственных помещениях.

18. ГОСТ ИЕС 60079-2-2013 Взрывоопасные среды

19. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

20. Абдулин Ф.С. Добыча нефти и газа. – М.: Недра, 1983. – 256 с.

21. Б. С. Чернов, М. Н. Базлов, А. И. Жуков "Гидродинамические методы исследований скважин и пластов", Гостоптехиздат, 1963.

22. Баранов Ю.В. и др. Применение технологии на основе древесной муки для повышения нефтеотдачи и изоляции притока воды / Нефтяное хозяйство. – 1998. – №7. – с.24-28.

23. Габриэлянц Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений. 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1984. – 285 с.

24. Геология нефти и газа: Учебник для Вузов / Э.А.Бакиров, В.И.Ермолкин, В.И.Ларин и др.; Под ред. Э.А.Бакирова. – 2-е изд., перераб. И доп. – М.: Недра, 1990. – 240 с.

25. Геология нефти и газа: Учебное пособие / Э.А.Бакиров, В.И.Ермолкин, В.И.Ларин и др. – М.: Недра, 1980. – 245 с.

26. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтенасыщения горных пород. – М.: Недра, 1975. – 344 с.

27. Ибрагимов Г.З. и др. Опыт ограничения закачки и отбора воды на поздней стадии разработки месторождений. – М.: ВНИИО-ЭНГ, 1990. – 120 с.

28. Иванова М.М., Деменьтьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 422 с.

29. Инструкция по комплексному исследованию нефтяных и газовых скважин. Под ред. Г.А.Зотова, З.С.Алиева. – М.: Недра, 1980. – 301 с.

30. Л.С. Бриллиант и др. Совершенствование технологии ограничения водопритока в скважинах Самотлорского месторождения / Нефтяное хозяйство. – 2000. – №9. – с.72-75.